

Школа – Инженерная школа информационных технологий и подготовки
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Система автоматизированного диспетчерского управления насосной станцией на установке подготовки нефти на месторождении УДК 004.896:622.276.53-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Коновалов Евгений Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Сидорова Анастасия Александровна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоев Елен Владимировна	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н., доцент		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P2	Применять передовой отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств при решении производственных задач.
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с проектированием и созданием современных систем автоматизации технологических процессов и производств.
P4	Разрабатывать системы автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно-технических знаний и достижений мирового уровня, проектировать устройства автоматизации и обосновывать экономическую целесообразность решений
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных систем автоматизации.
P6	Внедрять и использовать подходящее программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты при решении задач автоматизации технологических процессов и производств, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P7	Применять высоко технологичное программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, поддерживать должный уровень физической подготовленности
P12	Решать задачи производственного анализа, связанные с проектированием и созданием современных систем автоматизации технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и подготовки

Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

_____ Громаков Е.И.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Коновалову Евгению Александровичу

Тема работы:

Система автоматизированного диспетчерского управления насосной станцией на установке подготовки нефти на месторождении

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 134-30 от 13.05.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объект исследования: насосная станция.

Цель работы: повышение точностных и экономических характеристик автоматизированной системы управления насосной станцией на установке подготовки нефти на месторождении.

Режим работы: непрерывный.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Описание технологического процесса; Разработка структурной схемы АС; Разработка функциональной схемы автоматизации; Разработка схемы информационных потоков АС; Выбор средств реализации АС; Разработка схемы соединения внешних проводок; Разработка алгоритмов управления АС; Разработка экранной формы АС; Моделирование работы системы регулирования.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013; Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-S 5.1–2009; Структурная схема; Схема соединения внешних проводок; Схема информационных потоков; Экранная форма; Дерево экранных форм; Алгоритм управления узлом контроля расхода газа; Алгоритм пуска и остановки насосной станции.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Белоенко Елена Владимировна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Сидорова Анастасия Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Коновалов Евгений Александрович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и подготовки
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники
 Уровень образования - бакалавриат
 Период выполнения – весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы :	01.06.2020
---	------------

Дата контроля	Название раздела(модуля)/ вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2020	Основная часть	75
26.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
29.05.2020	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Сидорова Анастасия Александровна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н., доцент		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Коновалову Евгению Александровичу

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Тема ВКР:

Система автоматизированного диспетчерского управления насосной станцией на установке подготовки нефти на месторождении

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом насосной станции является помещение диспетчерской. В диспетчерской, рабочей зоной, является место за персональным компьютером. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров насосной станции. Насосная станция используется когда на местах добычи пластовой энергии не хватает для перемещения нефтегазовой жидкости до завода обработки и перекачки нефти с газом.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации; – ГОСТ 12.2.032-78; – СанПин 2.2.4.548-96; – СП 52.13330.2016; – СН 2.2.4/2.1.8.562-96; – ГОСТ 12.1.038-82.
1.3 Производственная безопасность: 1.3.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов 1.3.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> – Повышенная или пониженная влажность воздуха; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенный уровень шумов на рабочем месте;

	<ul style="list-style-type: none"> – Электромагнитное излучение; – Электрический ток (Источником является ПК, пульт управления);
1.4 Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс опасных веществ при эксплуатации.</p> <p>Гидросфера: попадание нефтепродуктов в водоем.</p> <p>Литосфера: пролив нефтепродуктов.</p>
1.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС на объекте: разлив нефти, утечка газа, пожар, взрыв. Наиболее типичной ЧС является пожар(возгорание).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоенко Елена Владимировна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Коновалов Евгений Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Коновалову Евгению Александровичу

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклад руководителя - 20000 руб. Оклад консультанта - 12500 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 15%; Районный коэффициент 30%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ с позиции ресурсоэффективности.	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований.	Определение трудоемкости работ для НТИ, разработка графика проведения НТИ, составление бюджета НТИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	Расчёт интегрального показателя ресурсной и финансовой эффективности для всех видов исполнения НТИ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности НТИ
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НТИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Доцент, к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Коновалов Евгений Александрович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа выполнена на 118 страницах, содержит 26 рисунков, 40 таблиц, 28 источников литературы, 5 приложений.

В настоящей работе приведены решения по разработке системы автоматизированного управления насосной станцией на узле подготовки нефти на месторождении. Выбор датчиков и контроллерного оборудования на НС. Разработка алгоритма сбора данных, пуска и остановки насосной станции, экранных форм НС, а также разработке схем: автоматизации, соединения внешних проводок.

Цель – обеспечить дистанционный контроль параметров насосной станции на узле подготовки нефти на месторождении.

Для выполнения работы использовались программные продукты: Matlab R2016a, MasterSCADA, Microsoft Visio 2016, Bentley MicroStation V8i.

Ключевые слова: НС, АСУ ТП, датчики, АРМ оператора, SCADA-система.

Выпускная квалификационная работа выполнялась в текстовом редакторе Microsoft Word 2016.

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

автоматизированная система: система, предоставляющая собой организационно-техническую систему, предназначенную для управления различными процессами в рамках технологического процесса;

автоматизированное рабочее место: программно-технический комплекс автоматизированной системы, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. Как правило при разработке АРМ для управления технологическим оборудованием используют SCADA-систему;

интерфейс: общая граница между объектами системы, через которую объекты взаимодействуют;

протокол: набор соглашений интерфейса логического уровня, которые определяют обмен данными между программами;

технологический процесс: последовательность действий, которые выполняются с момента получения исходных данных и до получения финального результата.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения и соответствующие им расшифровки:

АСУ: Автоматизированная система управления;

ТП: Технологический процесс;

САУ: Система автоматического управления;

ПО: Программное обеспечение;

НС: Насосная станция;

КИПиА: Контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ГЖС: Газожидкостная смесь;

ГПЗ: Газоперерабатывающий завод;

УПСВ: Установка предварительного сброса воды;

ЦППН: Центральный пункт подготовки нефти;

ЦПС: Центральный пункт сбора.

НГС: Нефтегазовый сепаратор;

ОТ: Охрана труда.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	15
1 Технологический раздел	16
1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП НС	16
1.2 Назначение автоматики на НС	16
1.3.1 Требования к техническому обеспечению	18
1.3.2 Требования к программному обеспечению	19
1.3.3 Требования к математическому обеспечению	19
1.3.4 Требования к информационному обеспечению	20
2 Разработка АСУ ТП насосной станции	21
2.1 Описание технологического процесса	21
2.2 Структура и архитектура САУ насосной станции	21
2.2.1 Нижний (полевой) уровень.....	21
2.2.2 Средний уровень.....	22
2.2.3 Верхний уровень.....	22
2.3 Разработка функциональной схемы	23
3 Комплекс аппаратно-технических средств	28
3.1 Выбор датчиков давления.....	28
3.2 Выбор уровнемера	32
3.3 Выбор датчиков температуры	33
3.4 Расходомер «Метран 370»	37
3.5 Выбор закладных конструкций.....	38
4 Выбор блока управления исполнительных устройств.....	39
4.1 Выбор блока управления шаровыми кранами.....	39
4.2 Выбор блока управления задвижкой	40
4.3 Выбор контроллерного оборудования	41
5 Разработка схемы соединения внешних проводок.....	43
6 Программное обеспечение.....	44
6.1 Функции частей ПО.....	44
6.2 Разработка экранных форм.....	45
7 Информационное обеспечение.....	46
7.1 Состав информационного обеспечения	46

7.2	Методы контроля данных	47
7.3	Информационная совместимость	47
8	Разработка алгоритмов управления	48
8.1	Алгоритм сбора данных измерений.....	51
8.2	Алгоритм автоматического регулирования технологическим процессом.....	52
8.3	Алгоритм пуска и остановки насосной станции	56
8.3.1	Подготовка НС к пуску.....	56
8.3.2	Последовательность пуска насосного блока насосной станции	57
8.3.3	Программа пуска и остановки насосного блока	59
8.3.4	Подпрограмма «Пуск насоса».....	61
8.3.5	Подпрограмма «Контроль параметров».....	63
8.3.6	Подпрограмма «Управление задвижками К4 и К5»	65
8.3.7	Подпрограмма «Остановка насоса»	66
9	Социальная ответственность	68
9.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности... ..	68
9.2	Производственная безопасность.....	69
9.2.1	Анализ вредных факторов.....	70
9.2.2	Анализ опасных факторов.....	75
9.3	Экологическая безопасность	75
9.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	77
10	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	79
10.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	79
10.2	Анализ конкурентных технических решений	79
10.3	SWOT – анализ.....	80
10.4	Планирование научно-исследовательских работ	83
10.4.1	Структура работ в рамках научного исследования	83
10.4.2	Разработка графиков проведения научного исследования	85
10.5	Бюджет научно-технического исследования.....	91
10.5.1	Расчет материальных затрат.....	91
10.5.2	Расчет амортизационных отчислений.....	92
10.5.3	Основная заработная плата исполнителей темы.....	93

10.5.4	Дополнительная заработная плата	94
10.5.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые исчисления)...	95
10.5.6	Накладные расходы.....	96
10.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	96
10.7	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования..	97
	Заключение	101
	Conclusion.....	102
	Список используемой литературы	103
	Приложение А (обязательное) Структурная схема	107
	Приложение Б (обязательное) Функциональная схема.....	108
	Приложение В (обязательное) Схема внешних проводок	109
	Приложение Г (обязательное) Мнемосхема НС	110
	Приложение Д (обязательное)Функциональная схема ANSI НС	111

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время все больше предприятий нефтехимической промышленности заинтересованы в автоматизации технологических процессов на производстве. Автоматизация позволяет освободить персонал от монотонного и тяжелого труда, в перспективе снижает риски развития заболеваний, вызванных вредными и опасными производственными факторами, а также уменьшает возможность травматизма на рабочем месте. Помимо этого, внедрение на производстве автоматизированных систем управления оказывает существенное влияние на производительность труда и его эффективности, уменьшает влияние человеческого фактора на технологические процессы.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка схемы автоматизированной системы насосной станции на установке подготовки нефти на месторождении.

1 Технологический раздел

1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП НС

Насосная станция на установке подготовки нефти на месторождении предназначена для предоставления дополнительной энергии жидкой продукции скважин, чтобы подать её на ЦПС в тех случаях, когда расстояние от кустов скважин и групповой замерной установки велико и устьевого давления недостаточно для транспортировки газожидкостной смеси.

Целью создания АСУ ТП насосной станции является:

- стабилизация значений технологического оборудования и параметров технологических процессов установки;
- повышение эффективности объекта управления;
- повышение точности измерения параметров на насосной станции;
- максимальное использование возможностей объекта управления;
- уменьшение потери нефти и газа путем их достоверного учета;
- сигнализация об аварийных случаях на контролируемых объектах;
- оповещение оператора о выходе за допустимые пределы контролируемых параметров.

1.2 Назначение автоматики на НС

НС на установке подготовки нефти предназначены для внутрипромысловой транспортировки нефтегазовой смеси до УПСВ или ЦППН при недостаточной пластовой энергии на месторождении.

Насосные станции предназначены для осуществления первичной сепарации нефти и газа, для транспортирования нефти центробежными насосами на центральный пункт переработки нефти, а газа под давлением сепарации на газоперерабатывающий завод.

Насосная станция установки подготовки нефти состоит из следующих блоков:

- буферная емкость;

- насосный блок;
- свеча аварийного сброса газа.

Схема НС на установке подготовки нефти представлена в приложении А.

Блоки НС стандартизированы. В качестве буферной емкости применяются горизонтальные нефтегазовые сепараторы (НГС). Насосные станции в своем составе имеют резервную буферную емкость и насосный агрегат. Буферные емкости предназначены для:

- приема нефти для равномерного обеспечения поступления нефти на прием перекачивающих насосов;
- первичной сепарации нефти от газа.

В составе насосного блока имеется несколько насосов в качестве основной и резервной линии. В случае выхода из строя линии основного трубопровода, система автоматически запускает резервную линию трубопровода. Система контроля технологических параметров оборудуется датчиками установленными по месту, а также выводит показания на рабочее место оператора насосной станции.

Система автоматизации обеспечивает:

Дистанционное измерение:

- давления на приеме насоса;
- давления на выкиде насоса;
- расход перекачиваемой жидкости;
- температура на приеме насоса;
- дистанционную сигнализацию:
 - в случае резкого падения или роста давления на приеме или выкиде насоса, что может свидетельствовать об аварии или неисправности;
 - в случае резкого падения или роста расхода нефти, что может свидетельствовать об аварии или неисправности;

- в случае роста температуры на приеме насоса, что может свидетельствовать об аварии или неисправности.

Дистанционное управление:

- запуск/остановку насоса;
- открытие/закрытие задвижек;
- регистрация данных.

1.3 Требования к системе

1.3.1 Требования к техническому обеспечению

Автоматизированная система управления технологическим процессом обязана поддерживать установленные режимы технологического процесса за счет контроля, выдачу команд на исполнительные механизмы и визуальное отображение данных о производственном процессе и состоянии технологического оборудования [1].

Комплекс технических средств совместно с ПО должен обеспечивать реализацию всех функций, оговоренных в данном техническом задании.

В состав комплекса технических средств должны входить:

- датчики;
- контроллеры;
- исполнительные механизмы;
- средства программно-технической обработки, дистанционного управления, передачи и хранения информации;
- средства отображения и передачи информации.

Система измерений должна быть реализована на базе электронных датчиков температуры, давления. Средства измерений должны иметь стандартные сигналы диапазона (4-20) мА.

Все датчики, которые используются в системе автоматизированного управления насосной станцией, выполняются во взрывобезопасном исполнении. При выборе датчиков должна использоваться аппаратура с

искробезопасными цепями. для получения сигналов с датчиков рекомендуется использовать модули с искробезопасными входными цепями.

1.3.2 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение – совокупность программ, процедур, правил, предназначенных для реализации целей и задач информационной системы, а также для отладки, функционирования и проверки работоспособности АС [1].

Программное обеспечение автоматизированной системы должно в своем составе иметь:

- программное обеспечение (операционные системы);
- инструментальное программное обеспечение;
- базовое программное обеспечение;
- специальное прикладное программное обеспечение.

Панель оператора насосной станции должна в себя включать:

- отображение всех измеряемых параметров на насосной станции;
- отображение архивной информации на насосной станции;
- дистанционное управление насосами;
- дистанционное управление задвижками;
- вовремя оповещать о нарушениях технологического процесса, в аварийных ситуациях.

1.3.3 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение имеет в своем составе математические методы, модели, которые использовались при создании и эксплуатации автоматизированной системы и позволяет реализовывать различные компоненты автоматизированной системы средствами единого математического аппарата [1].

Разработка математического обеспечения должна производиться с учетом требований, которые предъявляют системам, работающим в реальном времени.

1.3.4 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение автоматизированной системы – это совокупность форм документов, нормативной базы и реализованных решений по объемам, размещению и формам существования информации, применяемой в автоматизированной системе при ее функционировании (ГОСТ 34.033-90). Одной из основных задач при разработке информационного обеспечения является организация человеко-машинного интерфейса [1].

2 Разработка АСУ ТП насосной станции

2.1 Описание технологического процесса

Нефть от групповых замерных установок поступает в нефтегазовый сепаратор, где происходит её первичная сепарация. В дальнейшем нефть поступает на прием рабочих насосов и далее в нефтепровод. Газ после сепарации под давлением через узел регулирования давления поступает в газосборный коллектор. По газосборному коллектору газ подается на газокомпрессорную станцию или на газоперерабатывающий завод. Для измерения расхода газа на газовой линии устанавливается электромагнитный расходомер. Уровень нефти в нефтегазовых сепараторах измеряется при помощи поплавкового уровнемера и контролируется при помощи электроприводной задвижки, расположенной на напорном нефтепроводе. При повышении уровня жидкости в нефтегазовом сепараторе выше максимального, датчик уровня передает сигнал на устройство управления электроприводной задвижки, задвижка открывается и уровень жидкости в нефтегазовом сепараторе снижается. При достижении минимально допустимого уровня электроприводная задвижка закрывается, что влечет за собой увеличение уровня жидкости в НГС. Для равномерного распределения давления и нефти буферные емкости соединены между собой перепускной линией.

2.2 Структура и архитектура АСУ насосной станции

Разработка автоматизированной системы на НС выполняется по принципу трех уровней. Структурная схема АСУ приведена в приложении А.

2.2.1 Нижний (полевой) уровень

Уровень оборудования включающий в себя: измерительные устройства, контролирующих управляемые параметры, исполнительные устройства, воздействующие на эти параметры, электроприводы. На данном

уровне осуществляется согласование датчиков с входами устройств управления [2].

2.2.2Средний уровень

Уровень управления оборудованием. Данный уровень состоит из контроллеров, на данном уровне происходит сбор и первичная обработка информации с устройств нижнего уровня, контроль необходимых параметров, сопряжение с верхним уровнем.

На основе информации, поступившей на средний уровень, формируются команды управления (автоматически или оператором).

В данной системе средний уровень представлен распределенной системой управления, представляющей собой шкаф САУ НС. Шкаф построен с использованием ПЛК.

2.2.3Верхний уровень

Уровень промышленного сервера, сетевого оборудования, уровень операторских и диспетчерских станций. На данном уровне происходит контроль хода производства, сбор, обработка и объединение в базу данных информации с нижних уровней. Кроме того, производится индикация необходимых параметров и процессов, регистрация и хранение информации. На данном уровне осуществляется визуализация и диспетчеризация (мониторинг) хода технологического процесса.

Верхний уровень структурно можно разделить на:

1. Автоматизированное рабочее место оператора включающим в себя:
 - операционная система;
 - SCADA – система;
 - система безопасности;
 - база данных реального времени.
2. Серверную часть.

Автоматизированное рабочее место предназначено для отображения всей необходимой информации в простом для восприятия виде, а также приема команд управления от оператора. Обработываемые данные могут быть представлены в качестве отчетной документации или в графическом исполнении.

Актуальность автоматизированного рабочего места оператора насосной станции:

- необходимость повышения эффективности взаимодействия оператора с системой;
- минимизация ошибок оператора при управлении;
- сокращение времени обработки получаемой информации;
- сокращение времени на поиск необходимой информации;
- повышение качества контроля и учета дискретных и аналоговых сигналов;
- управлением технологическим оборудованием, что в свою очередь обеспечивает повышение эффективности оператора.

В серверной части осуществляется обработка, хранение, и обмен информацией, например, между НС и промышленной площадкой.

2.3 Разработка функциональной схемы

Функциональная схема автоматизации предназначена для отображения основных технических решений при проектировании. Функциональная схема отображает основное технологическое оборудование, системы автоматического регулирования, связующие компоненты автоматизированной системы.

На функциональной схеме автоматизации изображают технологическое оборудование, системы автоматического контроля, регулирования, а также связующие компоненты автоматизированной системы (трубопроводы) [1].

Приборы и средства автоматизации изображаются согласно ГОСТ 21.208-2013 [3].

Разработанная схема автоматизированной насосной станции представляет следующее:

Датчики, установленные по месту:

- давление на выходе нефтегазового сепаратора;
- перепад давления газа на узле регулирования давления;

Датчики удаленного контроля:

- давление нефти на выходе нефтегазового сепаратора;
- уровень жидкости в нефтегазовом сепараторе;
- перепад давления газа на узле регулирования давления;
- температура нефти на входе насоса;
- расход газа в час;
- расход нефти в час;
- блок управления кранами.

Удаленная сигнализация:

- понижения давления нефти на входе или выходе насоса;
- понижения давления на входе или выходе узла регулирования давления;
- повышение температуры на входе или выходе насоса;
- превышение уровня нефти в нефтегазовом сепараторе;

Ссылаясь на стандарт компании «Роснефть» (Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам № ПЗ-04 СД-038.01) объем автоматизации основных насосных агрегатов НС должен включать в себя технологические параметры согласно таблице 1.

Таблица 1 – Технологические параметры

№	Наименование технологически параметров и состояний	Обозначение прибора	Функции АСУ ТП при классе автоматизации		
			1	2	3
1	Давление на приеме насоса	P1	Ид, С, З	Ид, С, З	Ид, С, З, ИНТ
2	Давление на выходе насоса	P2	Ид, С, З	Ид, С, З	Ид, С, З, ИНТ
4	Состояние насоса (вкл./откл.)	N1	С	С, У	С, У, ИНТ
5	Расход перекачиваемой жидкости	FQ1	-	Ид	Ид, ИНТ
6	Расход газа	FQ2	-	Ид	Ид, ИНТ
7	Температура на приеме насоса	T2	-	-	Ид, С, З
8	Сигнализатор открытия кожуха	N2	С	С	С

Где:

З – защита;

Ид – измерение дистанционное;

ИНТ – интеллектуальный датчик (диагностика, дистанционная калибровка, и др.);

С – сигнализация;

У – управление.

Объем автоматизации используемый в работе представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Объем автоматизации

№	Наименование технологически параметров и состояний	Обозначение прибора
1	Давление на приеме насосного блока	DATA_DD_02
2	Давление на выходе насосного блока	DATA_DD_03
3	Температура на приеме насосного блока	DATA_DT_01

Продолжение таблицы 2

4	Перепад давления на УРД	DATA_DD_01
5	Состояние задвижки на выходе 1 сепаратора	DATA_ZM_04
7	Состояние задвижки на выходе 2 сепаратора	DATA_ZM_05
8	Положение крана на входе УРД	DATA_ZM_01
9	Состояние крана на входе насосного блока	DATA_ZM_02
10	Состояние крана на выходе насосного блока	DATA_ZM_03
11	Уровень ГЖС в нефтегазовом сепараторе 1	DATA_DL_01
12	Уровень ГЖС в нефтегазовом сепараторе 2	DATA_DL_02
13	Расход газа на входе узла регулирования давления	DATA_DF_01
14	Расход нефти на входе насосного блока	DATA_DF_02

В приложении Б приведена функциональная схема автоматизации НС.

Данная ФСА состоит из следующих графических элементов:



- первичный преобразователь перепада давления, датчик по месту;



- вторичный преобразователь перепада давления, передача данных на ПЛК;



- датчик уровня, передает данные на ПЛК;



- первичный преобразователь расхода, датчик по месту;



- вторичный преобразователь расхода, передает данные на ПЛК;



- первичный преобразователь давления, датчик по месту;



- вторичный преобразователь давления, передача данных на ПЛК;



- вторичный преобразователь датчика температуры, передача данных на ПЛК;



- выключатель двигателя;



- выключатель конечный.

3 Комплекс аппаратно-технических средств

3.1 Выбор датчиков давления

Выбор датчика давления проводился в связи с соответствием следующих характеристик:

- тип измеряемого давления;
- диапазон измерения;
- допускаемая погрешность;
- выходные сигналы;
- варианты исполнения;
- условия окружающей среды;
- цена.

В таблице 3 представлены датчики среди которых происходил выбор, а также их характеристики [4], [5], [6].

Таблица 3 - Выбор датчиков давления

Наименование датчика	ЭнИ-100	ПД-200	Элемер-100
Тип измеряемого давления	абсолютное, избыточное, дифференциальное, гидростатическое	избыточное, дифференциальное, избыточно-вакуумметрическое	абсолютное, избыточное, дифференциальное, гидростатическое
Диапазон измерений	от 0,16 кПа до 16 МПа	от 1 кПа до 7 МПа	от 2.5 кПа до 16 МПа
Выходной сигнал	(4-20) мА; HART	(4-20) мА; HART	(4-20) мА; HART; Modbus RTU
Погрешность	0,075 %	0,1 %	0,075 %

Продолжение таблицы 3

Наименование датчика	ЭНИ-100	ПД-200	Элемер-100
Варианты исполнения	общепромышленное, искробезопасная электрическая цепь, взрывонепроницаемая оболочка,	общепромышленное, взрывонепроницаемая оболочка, искробезопасная цепь	общепромышленное, взрывонепроницаемая оболочка, искробезопасная цепь, кислородное
Условия окружающей среды	от минус 40 до 80 °С	от минус 40 до 70 °С	от минус 55 до 70 °С
Цена	от 14000 рублей	от 34000 рублей	от 70000 рублей

При выборе датчиков давления было рассмотрено три варианта датчиков ЭНИ-100, ПД-200 и Элемер-100.

Все датчики способны измерять избыточный тип давления, также все датчики подходят и по диапазону измерения т.к. на насосной станции давление не поднимается выше 3 МПа. Все датчики имеют не большую погрешность и имеют входной сигнал (4-20) мА и взрывонепроницаемую оболочку. Из всего выше перечисленного можно сказать, что подходят все датчики, но в данном случае выбор был сделан в пользу датчика ЭНИ-100 так как диапазон цен на данный датчик относительно не велик по сравнению с двумя другими датчиками.

Зачастую наиболее часто на объектах нефтегазовой промышленности измеряют расход методом перепада давления, так как габариты размеров позволяют построить длинные участки труб и использование расходомеров переменного перепада давления выходит гораздо дешевле. При помощи датчика ЭНИ-100 возможно измерение дифференциального давления,

следовательно, данный датчик возможно использовать в качестве расходомера.

Датчик давления ЭНИ-100 изображен на рисунке 1.



Рисунок 1 – ЭНИ-100

Принцип работы данного датчика:

- 1) Для ЭНИ-100 фланцевого исполнения измеряемая среда подается в полости минусовой и плюсовой камер.
- 2) Для ЭНИ-100 штуцерного исполнения измеряемая среда подается в камеру сенсора.

Под действием давлений со стороны плюсовой и минусовой камер, а также под действием давления на камеру сенсора, измерительная мембрана деформируется. В результате деформации мембраны, у тензорезисторов, расположенных на ней или электрической емкости между металлизированной мембраной и подложкой происходит изменение электрического сопротивления. В дальнейшем, сенсор вырабатывает сигнал напряжения, который в дальнейшем поступает в электронный модуль сенсор, где он посредством 24-х разрядного аналого-цифрового преобразователя преобразуется в цифровой код.

Опросный лист для выбора датчика давления представлен на рисунке

2.



ООО «ИТЕК ББМВ»

Россия, 454112, Челябинск, проспект Победы, 290А
т. (351) 742-44-47, 749-93-60

Отправьте заполненный опросный лист на info@en-i.ru

Опросный лист для выбора датчика давления ЭНИ-100

Информация о заказчике											
Предприятие: ТПУ					Дата заполнения:						
Контактное лицо: Коновалов Е.А.					Тел./факс: +79095310507						
Адрес: Томск					E-mail:						
Опросный лист №			Позиция по проекту:			Количество:					
Параметры датчика											
Эксплуатационное исполнение		<input type="checkbox"/> общепромышленное						ЭНИ-100			
		<input checked="" type="checkbox"/> искробезопасная электрическая цепь						ЭНИ-100-Ex			
		<input type="checkbox"/> взрывонепроницаемая оболочка						ЭНИ-100-Bn			
		<input type="checkbox"/> комбинированная защита						ЭНИ-100-Exdia			
Модель	Измеряемый параметр	<input type="checkbox"/> абсолютное давление						-ДА			
		<input checked="" type="checkbox"/> избыточное давление						-ДИ			
		<input type="checkbox"/> разрежение (вакуум)						-ДВ			
		<input type="checkbox"/> давление и разрежение						-ДИВ			
		<input checked="" type="checkbox"/> разность давлений						-ДД			
		<input type="checkbox"/> гидростатическое давление						-ДГ			
Измеряемая среда				Код исполнения по материалам		<input type="checkbox"/> 02 <input type="checkbox"/> 06 <input type="checkbox"/> 09 <input checked="" type="checkbox"/> 11					
Диапазон измерения		от		(по умолчанию «0»)		до		10МПа			
Рабочее избыточное давление для датчиков -ДД и -ДГ											
Основная приведенная погрешность		<input checked="" type="checkbox"/> 0,1%		<input type="checkbox"/> 0,15%		<input type="checkbox"/> 0,2%		<input type="checkbox"/> 0,25% <input type="checkbox"/> 0,5%			
Температура окружающей среды		<input checked="" type="checkbox"/> от минус 60 °С до плюс 80 °С									
		<input type="checkbox"/> от минус 40 °С до плюс 80 °С									
		<input type="checkbox"/> от минус 10 °С до плюс 70 °С									
		<input type="checkbox"/> от плюс 5 °С до плюс 50 °С									
Параметры электронного преобразователя датчика											
Выходной сигнал с цифровым сигналом на базе HART-протокола		<input checked="" type="checkbox"/> возрастающий: 4-20 мА									
		<input type="checkbox"/> убывающий: 20-4 мА									
Индикация		<input type="checkbox"/> корневизвлекающий: 4-20 мА									
		<input type="checkbox"/> без индикаторного устройства									
Электрическое присоединение		<input checked="" type="checkbox"/> с индикаторным устройством (светодиодная индикация)									
		<input type="checkbox"/> с индикаторным устройством (жидкокристаллическая индикация)									
		<input type="checkbox"/> штепсельный разъем 2РМ14									
		<input type="checkbox"/> штепсельный разъем 2РМ22									
		<input type="checkbox"/> штепсельный разъем Type A по DIN 43650									
		<input type="checkbox"/> кабельный ввод отсутствует									
		<input type="checkbox"/> кабельный (сальниковый) ввод (никелированная латунь)									
		<input type="checkbox"/> кабельный (сальниковый) ввод (нейлон)									
		<input type="checkbox"/> кабельный ввод, небронированный кабель, одинарное уплотнение									
		<input checked="" type="checkbox"/> кабельный ввод, бронированный кабель, двойное уплотнение									
Диаметр кабеля				<input type="checkbox"/> от 6 до 12 мм		<input checked="" type="checkbox"/> от 6,5 до 14 мм					
Номинальный диаметр металлоупаковки				<input checked="" type="checkbox"/> 15 мм		<input type="checkbox"/> 18 мм <input type="checkbox"/> 20 мм					
Параметры монтажа и присоединения датчика к технологическому процессу											
Соединение с технологическим процессом	Фланцевые датчики	Монтажный фланец с резьбой		<input type="checkbox"/> K1/4		<input type="checkbox"/> 1/4NPT		резьба	<input type="checkbox"/> наружная		
				<input type="checkbox"/> K1/2		<input type="checkbox"/> 1/2NPT			<input type="checkbox"/> внутренняя		
		<input checked="" type="checkbox"/> Монтажный фланец M20x1,5 с ниппелем Ø14 мм и накидной гайкой M20x1,5 для фиксации ниппеля на фланце								<input type="checkbox"/> ниппель из Ст20	
		<input type="checkbox"/> Монтажный фланец с ниппелем Ø14 мм								<input checked="" type="checkbox"/> ниппель из 12Х18Н10Т	
		<input type="checkbox"/> Фланец присоединительный для установки датчика -ДГ на стенке резервуара (по ГОСТ 12815 исп. 3, PN = 4 МПа, DN = 80 мм)								<input type="checkbox"/> ниппель из Ст20	
	Штуцерные датчики	Ниппель Ø14 мм и накидная гайка M20x1,5 (только для кода B20)		<input type="checkbox"/> ниппель из Ст20		Резьба штуцера		<input type="checkbox"/> наружная	<input type="checkbox"/> M20x1,5 <input type="checkbox"/> G1/2		
				<input type="checkbox"/> ниппель из 12Х18Н10					<input type="checkbox"/> 1/2NPT <input type="checkbox"/> K1/2		
		<input type="checkbox"/> Блок клапанный БКН									
		Обозначение по соответствующему разделу каталога									
		Установка датчика		<input checked="" type="checkbox"/> Кронштейн СК		<input type="checkbox"/> Кронштейн КЗ					
Примечания:											

Рисунок 2 – Опросный лист датчика давления

3.2 Выбор уровнемера

При работе буферной емкости для осуществления контроля уровня используется уровнемер. При выборе уровнемера рассматривались такие датчики, как:

- УТР1 [7];
- Micropilot M FMR231 [8];
- РИЗУР – 1300 [9].

В таблице 4 представлены датчики среди которых происходил выбор, а также их характеристики.

Таблица 4 – Выбор уровнемера

Наименование датчика	УТР1	Micropilot M FMR231	РИЗУР – 1300
Измеряемая среда	Нейтральные и агрессивные среды	Нейтральные и агрессивные среды	Нейтральные и агрессивные среды
Диапазон измерений	от 0,1 до 23,5 м	от 0,1 до 20 м	от 0,15 до 20 м
Предел допускаемой погрешности	0,1 %	0,1 %	0,03 %
Выходной сигнал	(4-20) мА; HART	(4-20) мА; HART	(4-20) мА; HART
Условия окружающей среды	от минус 40 до 85 °С	от минус 40 до 80 °С	от минус 40 до 85 °С
Степень защиты от пыли и воды	IP 68	IP 65	IP 68
Цена	53000	70000	45000

Исходя из таблицы 4, прибор с самой маленькой погрешностью «Ризур-1300». Все датчики имеют выходной сигнал (4-20) мА и одинаковый диапазон измерений. Для использования на насосной станции выберем датчик «РИЗУР-

1300» представлен на рисунке 3, который имеет преимущество в цене и точности.



Рисунок 3 – Уровнемер «РИЗУР-1300»

3.3 Выбор датчиков температуры

Выбор датчика температуры проводился в связи с соответствием следующих характеристик:

- диапазон измерения температуры;
- допускаемая погрешность;
- выходные сигналы;
- варианты исполнения;
- условия окружающей среды;
- длина монтажной части;
- цена.

В таблице 5 представлены датчики среди которых происходил выбор, а также их характеристики [10], [11], [12].

Таблица 5 - Выбор датчиков температуры

Наименование датчика	ДТСХХ5	ТПУ 0304/M1	ТСПУ-0288
Диапазон измерения температуры	от минус 50 до 500 °С	от минус 50 до 600 °С	от минус 100 до 300 °С
Погрешность	0,25 %	0,2 %	0,4 %

Продолжение таблицы 5

Наименование датчика	ДТСХХ5	ТПУ 0304/М1	ТСПУ-0288
Выходные сигналы	(4-20) мА; HART	(4-20) мА; HART	(4-20) мА
Вариант исполнения	Общепромышленное, искробезопасная цепь, взрывонепроницаемая оболочка	Общепромышленное, искробезопасная цепь, взрывонепроницаемая оболочка, атомное	Общепромышленное
Условия окружающей среды	от минус 50 до 70 °С	от минус 50 до 70 °С	от минус 50 до 70 °С
Длина монтажной части	от 60 мм	от 60 мм	от 100 мм
Цена	от 6000	от 7100	от 8000

При выборе датчиков температуры было рассмотрено три варианта датчиков ДТСХХ5, ТПУ 0304/М1 и ТСПУ-0288.

Исходя из таблицы 5, прибор с самой маленькой погрешностью ТПУ 0304/М1, а самую большую погрешность имеет прибор ТСПУ-0288. Также, все датчики имеют выходной сигнал (4-20) мА. Длина монтажной части датчика температуры должна составлять от 30 до 70 % диаметра трубопровода. Диаметр труб на насосной станции составляет от 100 до 1400 мм. При минимальном диаметре трубопровода подходят только 2 датчика температуры ДТСХХ5 и ТПУ 0304/М1. Также эти датчики имеют взрывонепроницаемую оболочку. Так как разница между датчиками заключается в цене, то будем использовать датчик ДТСХХ5.

Датчик температуры ДТСХХ5 представлен на рисунке 4.



Рисунок 4 - ДТСХХ5

Принцип действия термопреобразователей основан на изменении электрического сопротивления за счет изменения температуры металла (платина или медь).

Датчик температуры состоит из первичного преобразователя сопротивления (медного или платинового), а также вторичного преобразователя – электронной схемы. Электронная схема преобразует сигнал датчика в унифицированный токовый выходной сигнал, который пропорционален измерению температуры. Первичный преобразователь представляет из себя намотку из медной проволоки или спираль из платины, которая помещена в защитную арматуру.

Опросный лист для выбора датчика температуры представлен на рисунке 5 и 6.

Рисунок 5 – Опросный лист датчика температуры

Рисунок 6 – Опросный лист датчика температуры

3.4 Расходомер «Метран 370»

Для измерения объемного расхода нефтежидкостной смеси, проходящей через насосный блок, был выбран электромагнитный расходомер «Метран 370» представлен на рисунке 7. Технические характеристики представлены в таблице 6 [13].



Рисунок 7 – Электромагнитный расходомер «Метран 370»

Таблица 6 – Технические характеристики «Метран 370»

Наименование датчика	Метран 370
Напряжение питания – переменный ток – постоянный ток	от 100 до 220 В от 12 до 24 В
Погрешность	±0,1 %
Параметры измеряемой среды	от минус 29 до 180 °С
Выходные сигналы	(4-20) мА; HART
Диапазон измерений	от 0,3 до 613,48 м ³ /с
Вариант исполнения	Взрывозащищенный
Цена	от 100000

Принцип работы данного расходомера основан на законе электромагнитной индукции.

3.5 Выбор закладных конструкций

Выбор закладных конструкций проводился в связи с соответствием с монтажной частью датчиков.

В качестве закладного устройства для установки приборов, используемых в системе контроля и автоматического регулирования были выбраны приварные штуцера от компании ООО «РОСТОВСКИЙ ЦЕНТР КОМПЛЕКТАЦИЙ», выбор был сделан в связи с дешевизной данных изделий. Схема приварного штуцера представлена на рисунке 8.

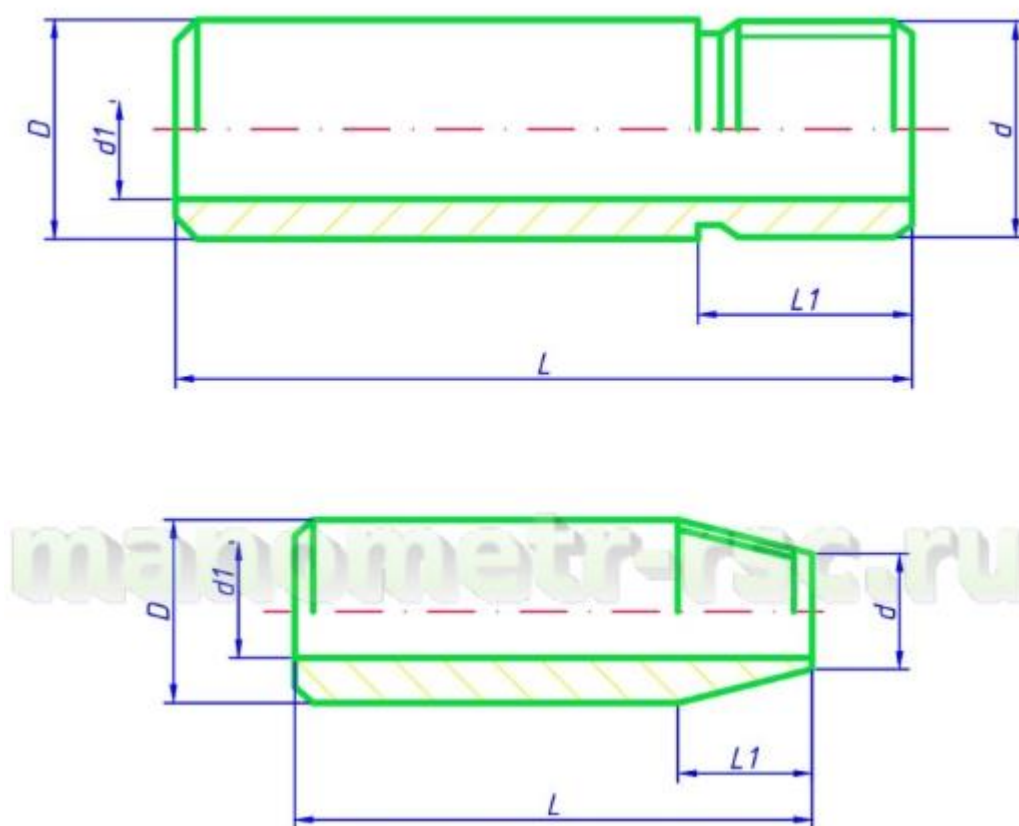


Рисунок 8 – Схема приварного штуцера

4 Выбор блока управления исполнительных устройств

4.1 Выбор блока управления шаровыми кранами

Выбор блока управления проводился в связи с соответствием следующих характеристик:

- управляющий сигнал;
- взрывозащитное исполнение;
- условный проход кранов;
- сигнализация крайних положений;
- условия окружающей среды;
- цена.

В таблице 7 представлены блоки управления среди которых происходил выбор, а также их характеристики [14], [15], [16].

Таблица 7 - Выбор блока управления шаровыми кранами

Наименование блока	БУК-2	ЭПУУ-7	ЭПУУ-4
Управляющий сигнал	24, 110, 220 В	24, 110, 220 В	24, 110 В
Вариант исполнения	Взрывонепроницаемая оболочка	Взрывонепроницаемая оболочка	Взрывонепроницаемая оболочка
Условный проход кранов	от 250 до 1400 мм	от 50 до 150 мм	до 1400 мм
Сигнализация крайних положений	Встроенная	Встроенная	Нужно заказывать дополнительно
Условия окружающей среды	от минус 55 до 50 °С	от минус 60 до 55 °С	от минус 60 до 55 °С
Цена	от 12000 рублей	от 35000 рублей	от 45000 рублей

При выборе блока управления шаровыми кранами было рассмотрено три варианта БУК-2, ЭПУУ-7 и ЭПУУ-4.

Исходя из таблицы 7, все блоки имеют взрывозащитное исполнение, а также удовлетворяют условиям окружающей среды, но так как диаметр трубопровода на НС возможен размером 100 мм, то блок управления БУК-2 нам не подходит. У блока управления ЭПУУ-7 очень маленький условный проход кранов, из-за чего его установка на трубопровод большого диаметра не является целесообразным. Блок управления ЭПУУ-4, но при заказе данного блока, дополнительно требуется заказать сигнализаторы крайних положений. Исходя из выше перечисленного можно сказать что если диаметр трубопровода находится в промежутке от 50 до 150 мм, то следует выбрать ЭПУУ-7, а при диаметре трубопровода от 150 мм и выше следует выбирать ЭПУУ-4.

4.2 Выбор блока управления задвижкой

При выборе блока управления задвижкой были рассмотрены несколько вариантов: ГЗ-ВА.150КС, ГЗ-ВВ.600КС и ГЗ-ВВ.200КС.

Все двигатели имеют взрывозащитное исполнение, блоки отличаются ценой и величиной крутящего момента. Самый маленький крутящий момент у электропривода ГЗ-ВА.150КС, а самый большой у ГЗ-ВВ.600КС. Чем больше крутящий момент, тем дороже цена электропривода. Так как всем условиям соответствует электропривод ГЗ-ВА.150КС, представлен на рисунке 9 и цена данного электропривода во много раз меньше, то был выбран данный вариант [17].



Рисунок 9 – Электропривод «ГЗ-ВА.150КС»

4.3 Выбор контроллерного оборудования

Выбор контроллерного оборудования пал на СТН-3000-РКУ, представлен на рисунке 10, производства АО «АтлантикТрансгазСистема» [18].



Рисунок 10 – Контроллер СТН-300-РКУ

Данные контроллеры в настоящее время широко используется в ПАО «Газпром». Связь между контроллерами может быть осуществлена при помощи следующих средств:

- по интерфейсу RS232/Rs485;
- по оптоволоконному кабелю;
- по радиоканалу.

Уровни диспетчерского управления реализуются на базе программно-технического комплекса СПУРТ. СПУРТ представляет собой программно-техническую платформу для создания диспетчерских пунктов для систем с непрерывным циклом работы технологического объекта.

Технические характеристики для СТН-3000 представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические характеристики для СТН-3000-РКУ

Параметр	Значение
Протокол системы	Ethernet, TCP/IP, ASCII, BSAP, CIP, DFI, DNP 3, HART, MODBUS
Температурный диапазон	от минус 40 до 70 °С

Продолжение таблицы 8

Параметр	Значение
Язык программирования	Соответствуют стандарту IEC 31131-3
Модули ввода/вывода	до 32 сигналов с возможностью расширения

5 Разработка схемы соединения внешних проводок

Схема соединения внешних проводок представлена в приложении В.

Для прокладки был выбран кабель КВБбШвнг, расшифровывается как:

К – кабель контрольный;

В – изоляция жил из поливинилхлоридного пластиката;

Б – броня из двух стальных лент;

б – без подушки, которая является внутренней частью защитного покрова, наложенная под броней с целью предохранения находящегося под ней элемента от коррозии и механических повреждений лентами или проволоками брони;

Швнг – защитный покров, впрессованный шланг из поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести.

Контрольный кабель прокладывается внутри блоков и между ними, а также от измерительных приборов и исполнительных устройств до шкафа и соединительных коробок САУ НС. Назначение этих кабелей в неподвижном присоединении к сборкам зажимов электрических распределительных устройств, электрическим устройствам, приборам с постоянным напряжением до 1000 В, а также с номинальным переменным напряжением до 660 В.

Кабель используется в земле, туннелях, траншеях, в местах подверженных воздействию блуждающих токов и в условиях неблагоприятной среды. Данные кабели не распространяют горение при прокладке в пучках и могут применяться пожароопасных и взрывоопасных зонах. Кабель эксплуатируется в районах с умеренным и холодным климатом. Могут прокладываться на открытом воздухе.

Характеристики кабеля КВБбШвнг:

- количество жил – 4; 5; 7; 10; 14; 19; 27; 37; 52; 61;
- сечение жил мм. – 0,75; 1,0; 1,5; 2,5; 4; 6;
- оболочка кабеля – ПВХ пластикат пониженной горючести.

4 × 1.0 – сердечник скручен из 4-х изолированных жил с сечением 1 мм.

6 Программное обеспечение

6.1 Функции частей ПО

Функционал автоматизации операционных систем представляется такими наборами функций, как:

- контроль безопасности информации;
- обеспечение интерфейсов пользователя, взаимодействия с прикладным ПО;
- управление техническими средствами сервера и АРМ.

К основным функциям программного обеспечения автоматизированного рабочего места относятся:

- управление исполнительными устройствами;
- отправление сообщений в архив и обеспечение доступа к архиву;
- вывод сообщений о критических значениях параметров;
- вывод сообщений о сбоях в работе;
- вывод сообщений об ошибках;
- визуализация технологического процесса;
- возможность вывода отчетов на печать и ввода данных в контроллер.

Все сообщения должны быть информативны и содержать информацию, достаточную оператору НС. В основном это необходимое и измеренное значение, дата и время, имя датчика. Также возможна структуризация этих сообщений по группам, например, в зависимости от положений заказчика:

- по измеряемому параметру;
- важности (аварийные или предупредительные);
- по дате;
- сообщения системных вопросов.
- управление исполнительными устройствами:
- запуск/остановка насосов.

Отображение технологических процессов на экране содержит следующие элементы:

- текущее значение каждого из измеряемых датчиками параметров и значение состояний дискретных величин;
- упрощенные изображения и схемы технологических элементов, датчиков и исполнительных механизмов, отражающих их текущее состояние;
- возможность ввода данных в контроллер подразумевает задание устойчивых значений.

В данной работе не предусматривается вывод сообщений о критических значениях параметров, ошибках, создание и обновление архива сообщений.

6.2 Разработка экранных форм

Для создания человеко-машинного интерфейса использовалась программа MasterSCADA.

При разработке человеко-машинного интерфейса предполагалось, что мнемосхема содержит только необходимые средства контроля и управления определенным процессом. Разработанная мнемосхема представлена в приложении Г.

Цветовая палитра средств измерения и исполнительных устройств соответствует таблице 9.

Таблица 9 - Цветовая палитра средств измерения

Цвет	Пояснение
Зеленый	Кран/задвижка открыт
Красный	Ошибка измерения, кран/задвижка закрыт
Синий	Кран/задвижка работает в ручном режиме
Темно-красный	Индикатор не горит

7 Информационное обеспечение

7.1 Состав информационного обеспечения

Схема информационных потоков изображена на рисунке 11.

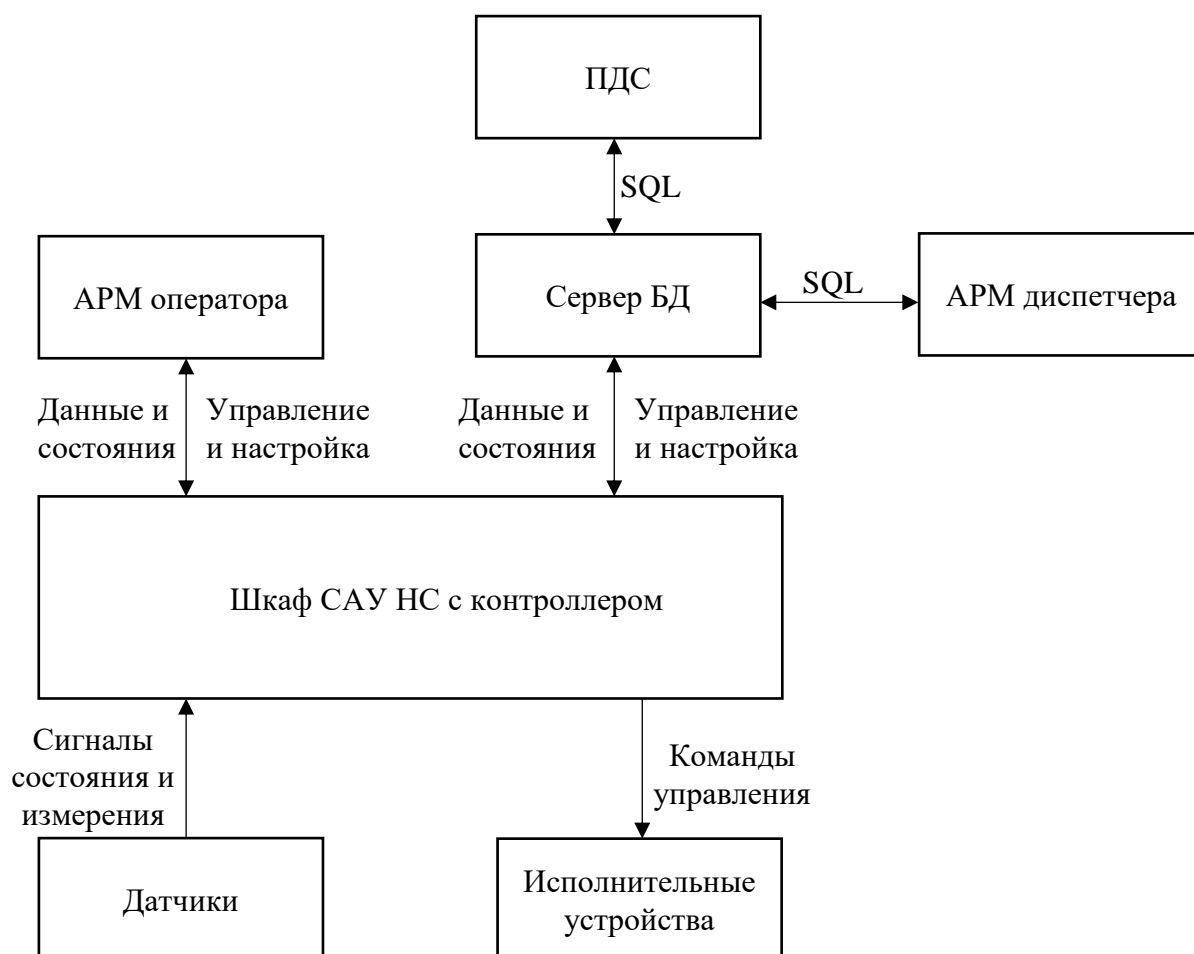


Рисунок 11 – Схема информационных потоков

Схема информационного обеспечения разделяется на несколько уровней. Первый уровень, уровень датчиков и исполнительных устройств, с него на средний уровень поступают данные и необходимые сигналы измерения и состояния. Со среднего уровня на первый уровень поступают команды управления [2].

На среднем уровне ПЛК распределяет преобразованные информационные потоки между сервером базы данных и автоматизированным рабочим местом оператора. Автоматизированное рабочее место оператора принимает и отображает полученные данные,

отправляет команды управления, передаваемые на средний уровень. Каждое действие оператора отображается на автоматизированном рабочем месте в виде журнала событий.

В сервере базы данных вся информация структурируется, затем обращение к ней возможно с помощью запросов с автоматизированного рабочего места диспетчера и производственно-диспетчерской службы.

7.2 Методы контроля данных

Наиболее распространенным методом контроля данных является проверка состояния предыдущего датчика. В связи с этим датчик проверяется на:

- нахождение значения переданного параметра в пределах подлинного диапазона;
- обрыв связи.

После чего происходит сопоставление заданных показателей полученным.

7.3 Информационная совместимость

Совместимость с другими сетями обеспечивается при помощи использования международных стандартов для передачи данных и организации сетей обмена, существуют следующие стандарты: Modbus RTU, RS-485, Ethernet и стандарт языков программирования ПЛК IEC 61131-3.

8 Разработка алгоритмов управления

В текущей курсовой работе алгоритмы описывают логику управления кранами со SCADA-системы.

Все алгоритмы являют собой взаимосвязанные модули, изображаемые определенными символами в соответствии с ГОСТ 19.701-90. Общий цикл внутри алгоритма отсутствует, так как алгоритм цикличен.

Все элементы контроля и управления должны иметь свой идентификатор (ТЕГ). Структура данного шифра имеет следующую форму:

AAAA_BB_CC,

где:

– AAAA – тип сигнала:

DATA – данные (с датчиков, положение кранов);

STAR – команда на запуск;

STOP – команда на остановку;

OPEN – команда на открытие;

CLOS – команда на закрытие.

– BB – тип оборудования:

DD – датчики давления;

DT – датчики температуры;

ZM – краны/завдвижки.

– CC – номер.

В таблице 10 представлен перечень входных и выходных сигналов со всеми обозначениями переменных, даны их типы и описание.

Таблица 10 - Перечень входных и выходных сигналов

ТЕГ	Тип	Описание
DATA_ZM_01	BOOL	Положение крана на входе в узел регулирования давления
CLOS_ZM_01	BOOL	Кран на входе в узел регулирования давления закрыт

Продолжение таблицы 10

ТЭГ	Тип	Описание
OPEN_ZM_01	BOOL	Кран на входе в узел регулирования давления открыт
DATA_ZM_02	BOOL	Положение крана на входе в насосный блок
CLOS_ZM_02	BOOL	Кран на входе в насосный блок закрыт
OPEN_ZM_02	BOOL	Кран на входе в насосный блок открыт
DATA_ZM_03	BOOL	Положение крана на выходе насосного блока
CLOS_ZM_03	BOOL	Кран на выходе насосного блока закрыт
OPEN_ZM_03	BOOL	Кран на выходе насосного блока открыт
DATA_DL_01	REAL	Уровень ГЖС в нефтегазовом сепараторе 1
DATA_DL_02	REAL	Уровень ГЖС в нефтегазовом сепараторе 2
DATA_DF_01	REAL	Расход газа на входе узла регулирования давления
DATA_DF_02	REAL	Расход нефти на входе насосного блока
DATA_DD_01	REAL	Показания датчика перепада давления на выходе узла регулирования давления
DATA_DT_01	REAL	Показания датчика температуры перед насосным блоком
DATA_DD_02	REAL	Показания датчика давления перед насосным блоком
DATA_DD_03	REAL	Показания датчика давления после насосного блока
DATA_ZM_04	REAL	Положение задвижки на выходе газового сепаратора 1
CLOS_ZM_04	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на выходе газового сепаратора 1

Продолжение таблицы 10

ТЭГ	Тип	Описание
OPEN_ZM_04	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на выходе газового сепаратора 1
DATA_ZM_05	REAL	Положение задвижки на выходе газового сепаратора 2
CLOS_ZM_05	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на выходе газового сепаратора 2
OPEN_ZM_05	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на выходе газового сепаратора 2

8.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения датчика давления на выходе насосного блока. Разработаем алгоритм сбора данных для канала измерения датчика давления. Алгоритм сбора данных с канала измерения представлен на рисунке 12.

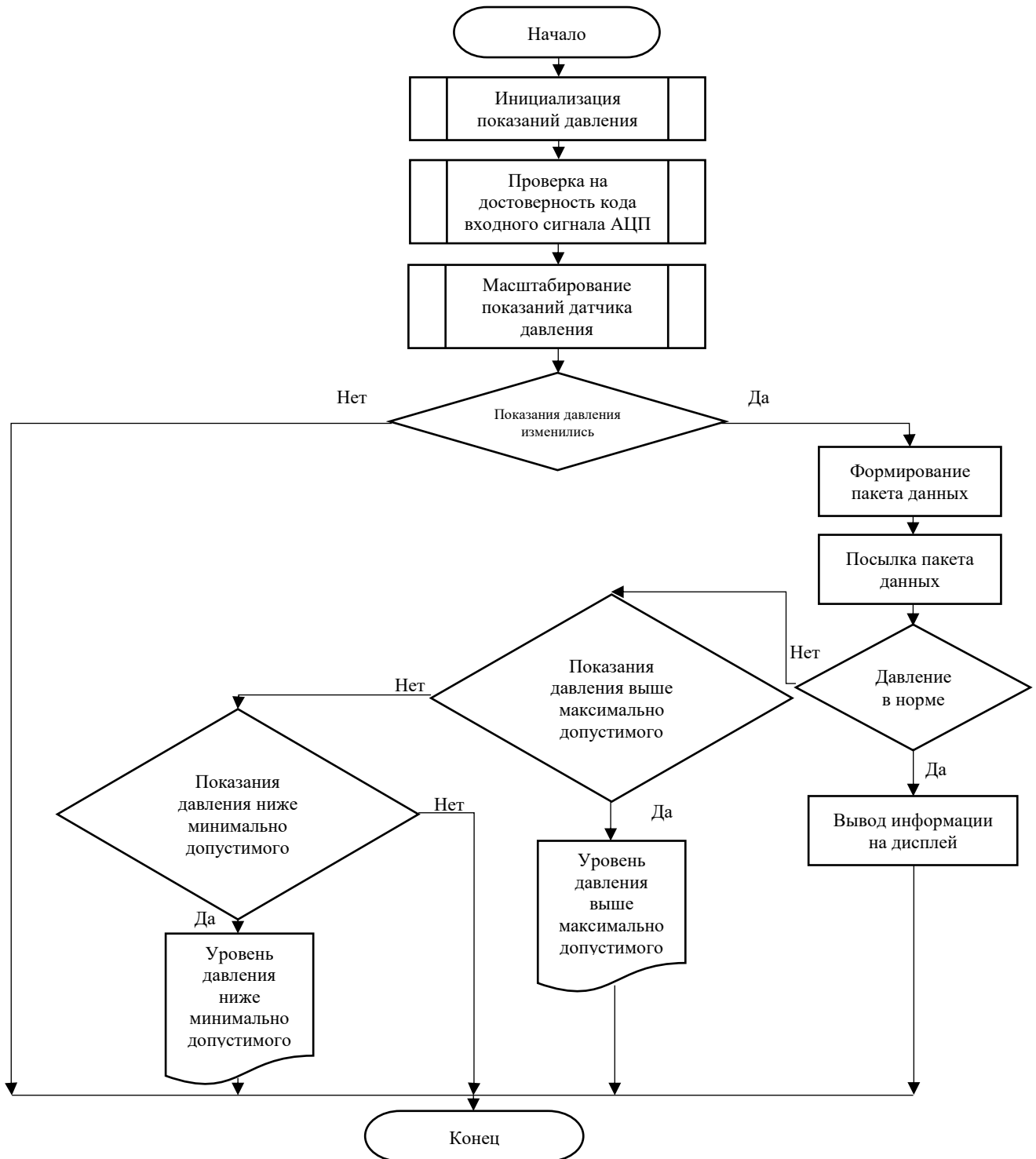


Рисунок 12 – Алгоритм сбора данных с датчика давления

8.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим процессом

Разработаем контур управления расходом нефтегазожидкостной смесью на входе насосной станции. Для регулирования расхода жидкости используется задвижка на входе насосного блока. Определим закон, по которому происходит управление задвижкой. Проведем математическое моделирование объекта управления. Поток жидкости имеет передаточную функцию по расходу, представляющую собой апериодическое звено с задержкой.

$$W(s) = \frac{1}{Tp + 1} \cdot e^{-\tau_0 s}; \quad (1)$$

$$T = \frac{2 \cdot L \cdot f \cdot c^2}{Q}; \tau_0 = \frac{Lf}{Q}; c = \frac{Q}{f} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{2 \cdot \Delta P \cdot g}} \quad (2)$$

где L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

ρ – плотность жидкости;

d – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

ΔP – перепад давления на трубопроводе;

τ_0 – запаздывание;

T – постоянная времени.

Возьмем следующие значения параметров для данного объекта:

$$L = 25 \text{ м};$$

$$Q = 100 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,028 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\Delta P = 1 \text{ Мпа};$$

$$f = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} = 0,00785 \text{ м}^2;$$

$$\rho = 850 \text{ кг/м}^3.$$

Подставим численные выражения в формулы и получим:

$$c = \frac{0,028}{0,00785} \cdot \sqrt{\frac{850}{2 \cdot 10^6 \cdot 10}} = 0,023 \text{ с}; \quad (3)$$

$$\tau_0 = \frac{20 \cdot 0,00785}{0,028} = 7,012 \text{ с}; \quad (4)$$

$$T = \frac{2 \cdot 20 \cdot 0,00785 \cdot 0,023^2}{0,028} = 0,00773 \text{ с}. \quad (5)$$

В результате математическая модель объекта управления принимает следующий вид:

$$W(s) = \frac{1}{0,007 \cdot p + 1} \cdot e^{-2,8 \cdot p}. \quad (6)$$

Определим отношение величины времени запаздывания к постоянной времени:

$$\frac{\tau}{T} = \frac{7,012}{0,00773} > 1. \quad (7)$$

Данное отношение больше единицы, из этого следует, что данный объект характеризуется большим транспортным запаздыванием и достаточно трудно регулируемым.

Построим исходную систему. Исходная система приведена на рисунке 13.

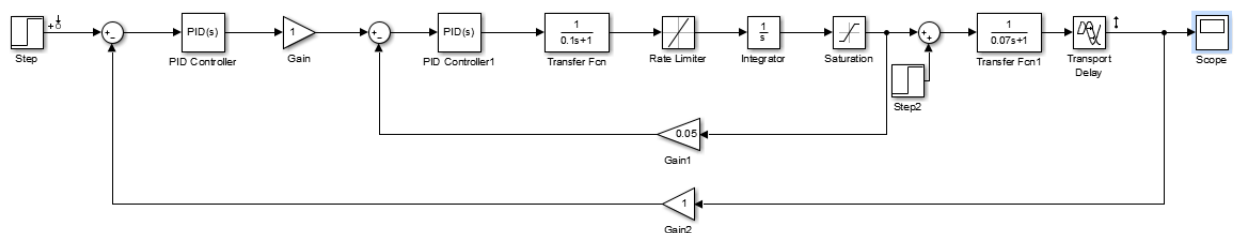


Рисунок 13 – Схема модели в Simulink

Регулирующий орган описывается замкнутым контуром. В прямой цепи этого контура стоит апериодическое звено первого порядка (электромеханическая составляющая), звено RateLimiter, ограничивает скорость изменения сигнала, интегратор, преобразующий угловую скорость в

угол перемещения и звено ограничения Saturation, ограничивающее угол поворота.

Система имеет два контура – замкнутый контур электропривода и непосредственно внешний контур регулирования.

На систему также оказывают негативное влияние внешние воздействия, которые могут быть вызваны как изменением окружающей среды, так и механическим воздействием на объект.

Для внутреннего контура настроим ПИД-регулятор, используя функцию автонастройки Simulink рисунок 14.

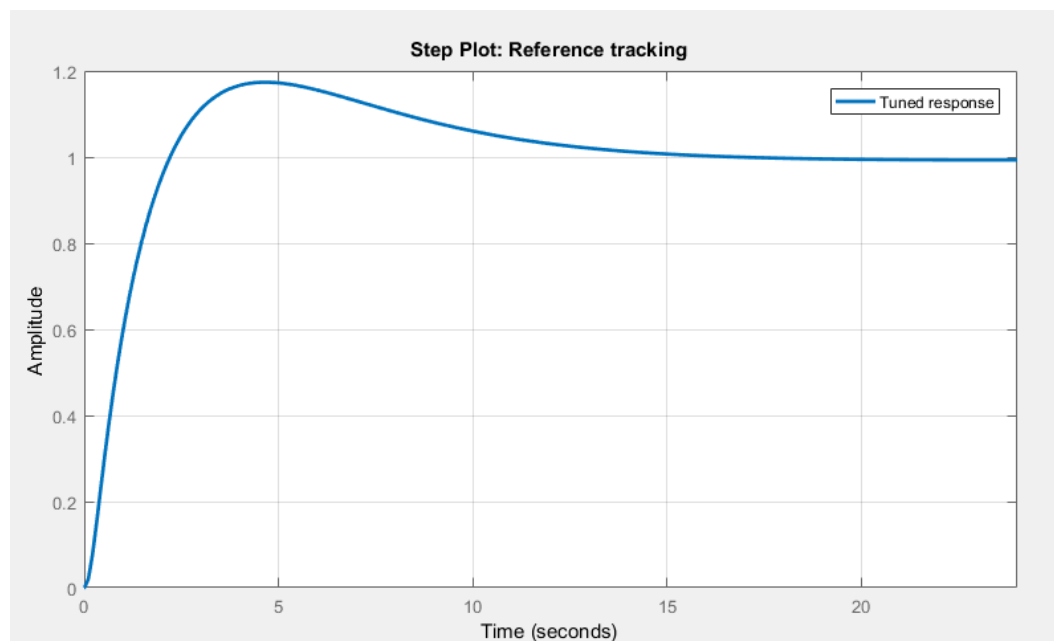


Рисунок 14 – Характеристика после автонастройки ПИД-регулятора

При помощи автонастройки были получены значения ПИД-регулятора представленные на рисунке 15.

Controller parameters	
Source:	internal
Proportional (P):	5.38996572395634
Integral (I):	0.322359363727075
Derivative (D):	0.957013483250655
Filter coefficient (N):	0.99009075754604

Рисунок 15 – Значения ПИД-регулятора

Для определения коэффициентов регулятора на внешнем контуре, также воспользуемся автонастройкой ПИД-регулятора. Данные с ПИД-регулятора представлены на рисунке 16.

Controller parameters

Source:	internal
Proportional (P):	0.0993805799660897
Integral (I):	0.0245208453329539
Derivative (D):	-0.0209823579534754
Filter coefficient (N):	0.694541493316731

Рисунок 16 – Значения ПИД-регулятора внешнего контура

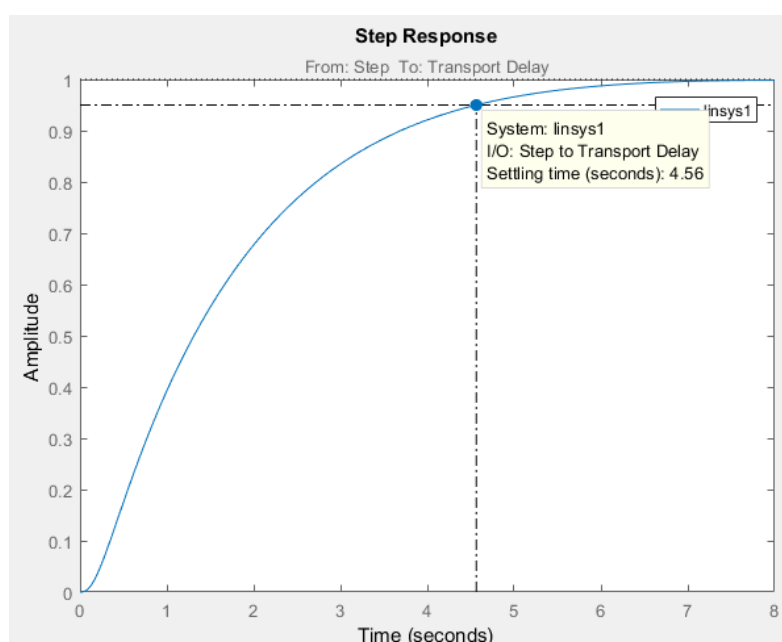


Рисунок 17 – График переходной характеристики

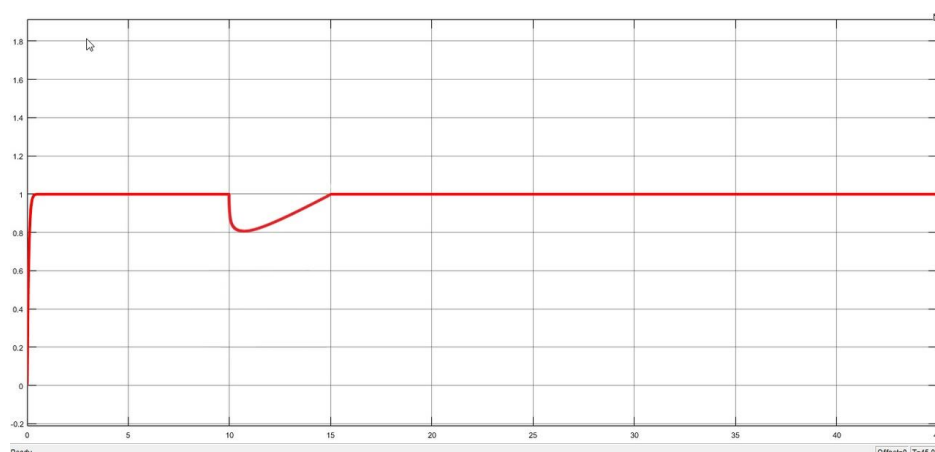


Рисунок 18 – Показания осциллографа на выходе системы

В результате всех вычислений, была получена система с перерегулированием 0% и временем переходного процесса 4.56 с. Как можно увидеть на рисунке 18 после срабатывания возмущающего воздействия система незначительно отклонилась от установившегося значения, а затем вернулась в первоначальное положение. Данные показатели качества являются приемлемыми для системы.

8.3 Алгоритм пуска и остановки насосной станции

8.3.1 Подготовка НС к пуску

Перед пуском насосной станции необходимо:

- промыть водой, продуть воздухом аппараты и трубопроводы;
- произвести проверку арматуры, механизмов и оборудования на предмет их исправности;
- произвести испытание коммуникации и оборудования на прочность;
- произвести индивидуальное испытание оборудования, а также механизмов под нагрузкой и без нагрузки (в холостую);
- испытать систему противопожарной защиты, а также систем заземления и молниезащиты;
- обеспечить установку исполнительной, технической и утверждённой эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечить спецодеждой обслуживающий персонал, а также средствами индивидуальной защиты согласно нормам;
- обеспечить аварийным комплектом спецодежды, противогазов и инструмента, а также средствами пожаротушения.

Перед пуском НС в эксплуатацию необходимо проверить наличие в обязательном порядке следующих документов:

- проектной и исполнительной документации;
- журналов и актов на отдельные виды работ;
- актов по приему установки рабочей и государственной комиссией;

- документации на установленное оборудование и инструкций по его эксплуатации;
- актов проверки оборудования на прочность;
- актов комплексного опробования смонтированного оборудования;
- документации по аттестации обслуживающего персонала;
- технологического регламента эксплуатации НС;
- плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий;
- наличие обязательных инструкций согласно перечню.

Перед пуском насосной станции должны быть убраны все посторонние предметы, находящиеся на территории, строительный мусор, прекращены все огневые и строительные работы. Все инженерно-технические работники и рабочие, не связанные с пуском, должны быть удалены с территории насосной станции. Перед пуском непосредственно проверяется готовность подачи по постоянной схеме сырья и электроэнергии, а также проверяется работа системы вентиляции, средств связи, приборов контроля и автоматизации.

8.3.2 Последовательность пуска насосного блока насосной станции

Насосный блок насосной станции, технологическая схема насосного блока представлена на рисунке 19, предназначен для обеспечения транспортировки нефти к установкам дальнейшего технологического цикла после ее первичной сепарации, а после – для поддержания там необходимого давления.

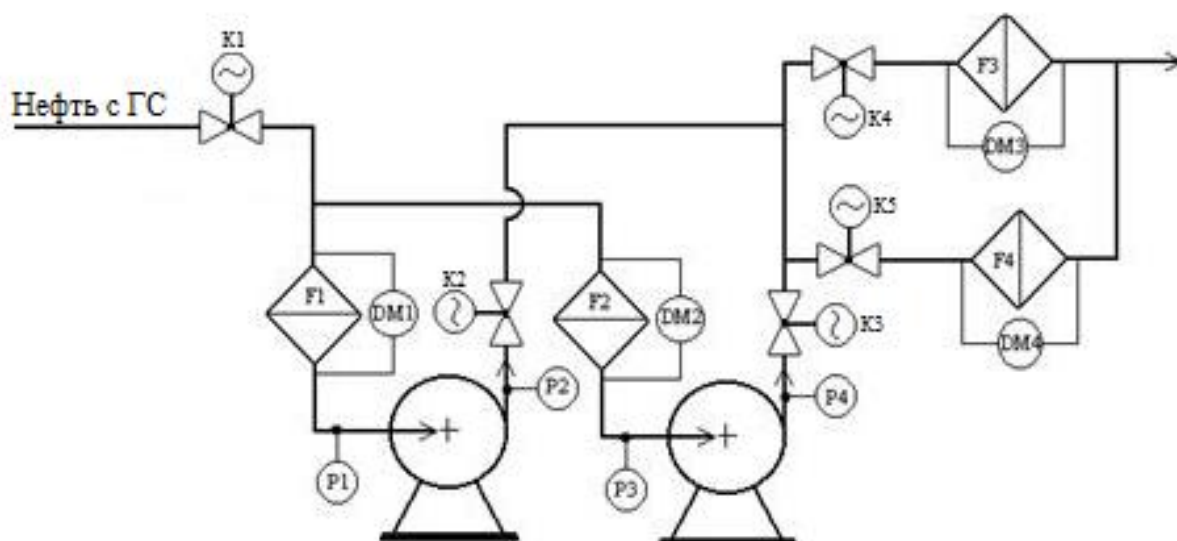


Рисунок 19 – Технологическая схема насосного блока насосной станции

Главную часть насосной станции составляют центробежные насосы, нефть к насосам поступает из установки первичной сепарации. Перед поступлением в центробежные насосы нефть проходит через фильтры, которые устанавливаются на всасывающем и на выкидном трубопроводе данной системы. Насосная станция имеет как рабочую, так и резервную линию трубопроводов. Включение в работу каждого из насосов, а также одного из фильтров производится при помощи приводных задвижек, управляемых системой автоматики.

Для контроля параметров насосного блока используются такие технические средства как:

- DM1 – дифференциальный манометр установленный на рабочем фильтре всасывающего трубопровода;
- DM2 – дифференциальный манометр установленный на резервном фильтре всасывающего трубопровода;
- DM3 – дифференциальный манометр установленный на рабочем фильтре выкидного трубопровода;
- DM4 – дифференциальный манометр установленный на резервном фильтре выкидного трубопровода;
- P1 – датчик давления установленный на входе рабочего насоса;

- Р2 – датчик давления установленный на выходе рабочего насоса;
- Р3 – датчик давления установленный на входе резервного насоса;
- Р4 – датчик давления установленный на выходе резервного насоса;
- К1 – привод задвижки и датчик их положения на входе насосного блока;
- К2 – привод задвижки и датчик их положения на выходе рабочего насоса;
- К3 – привод задвижки и датчик их положения на выходе резервного насоса;
- К4 – привод задвижки и датчик их положения на выкидном трубопроводе рабочего насоса;
- К5 – приводы задвижек и датчики их положения на выкидном трубопроводе резервного насоса;
- F1 – рабочий фильтр на всасывающей линии трубопровода;
- F2 – резервный фильтр на всасывающей линии трубопровода;
- F3 – рабочий фильтр на выкидной линии трубопровода;
- F4 – резервный фильтр на выкидной линии трубопровода.

8.3.3 Программа пуска и остановки насосного блока

Алгоритм управления насосным блоком насосной станции имеет структуру, которая состоит из нескольких взаимосвязанных программ. Основная программа алгоритма пуска и остановки насосного блока представлена на рисунке 20.

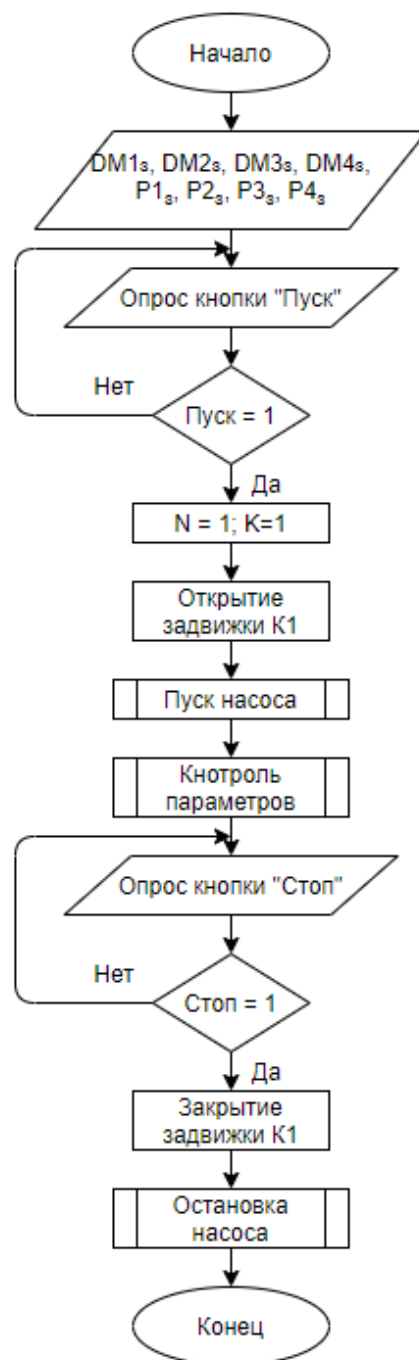


Рисунок 20 – Алгоритм пуска и остановки насосного блока насосной станции

По алгоритму пуска и остановки насосного блока насосной станции после ввода параметров технических средств выполняется цикл до нажатия кнопки «Пуск». После нажатия кнопки «Пуск» происходит выбор насоса и задвижки, в качестве рабочего оборудования технологического процесса. Данный выбор фиксируется присвоением единичного значения константам насоса (N) и задвижки (K). Согласно значениям данных констант, будет произведен выбор направления ветвления в подпрограммах алгоритма.

Запуск подпрограмм осуществляется основным алгоритмом после подачи команды на открытие задвижки К1. Подпрограмма «Пуск насосов» управляет процессом запуска рабочего или резервного насоса, а подпрограмма «Контроль параметров» производит текущий контроль основных параметров технологического процесса в случае их отклонения от заданных, осуществляется переключение необходимого процесса в нужной технологической цепочке.

Подпрограмма «Контроль параметров» запускается циклически в течение всей работы технологического процесса. Также в данном цикле производится опрос кнопки «Стоп», при нажатии на данную кнопку происходит закрытие задвижки К1, а затем происходит запуск подпрограммы «Остановка насоса». В подпрограмме «Остановка насосов» производится выполнение последовательных действий по остановке рабочего насоса.

8.3.4 Подпрограмма «Пуск насоса»

При запуске подпрограммы «Пуск насоса», структура подпрограммы представлена на рисунке 21, изначально производится опрос параметра N, который определяет номер соответствующего насоса (соответственно N=1 запуск насоса №1, N=0 запуск насоса №2). В зависимости от параметра N происходит запуск соответствующего насосного агрегата, данные ветви имеют одинаковую структуру, но имеют различия в параметрах технологических элементов.

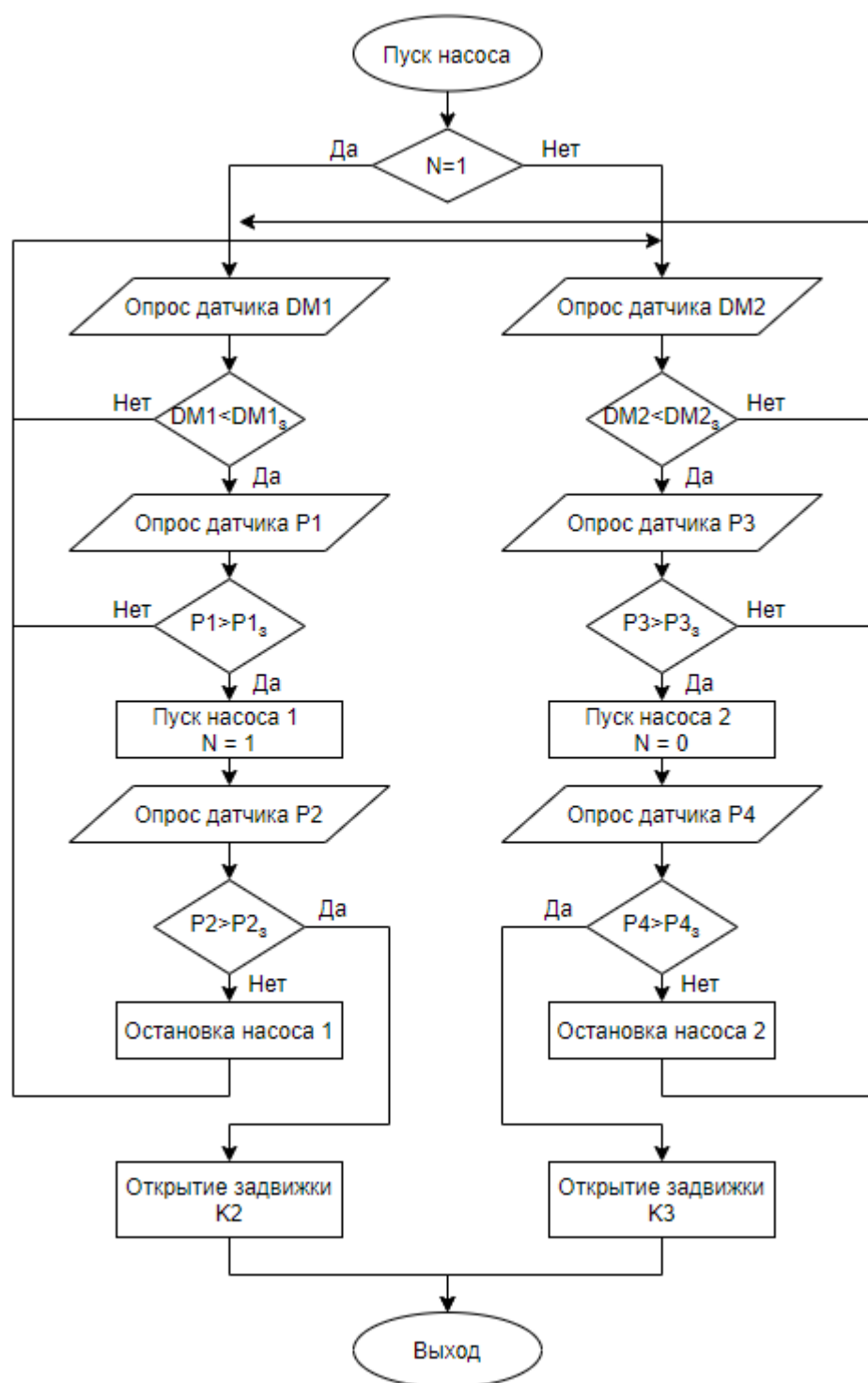


Рисунок 21 – Структура подпрограммы «Пуск насоса»

После выбора соответствующего насоса происходит опрос дифференциального датчик давления, который установлен на соответствующем фильтре всасывающего трубопровода. При зашламованности фильтра разность давлений на фильтре будет превышать максимально допустимое значение, следовательно, данная технологическая

ветвь не может быть запущена, и потребуется запуск резервной линии, т.е. резервного насоса.

При нормальном состоянии фильтра его фактическое разностное давление должно быть меньше максимального дифференциального давления, в таком случае алгоритм переходит к опросу датчика давления на входе насосного агрегата. Фактические показания датчика давления на входе насосного агрегата сравниваются с заданными значениями, если фактическое давление на входе насосного агрегата меньше заданного значения, происходит запуск резервной линии.

При значении давления удовлетворяющей условиям, на входе насоса следующей командой подпрограммы происходит запуск насоса, при этом параметру N присваивается противоположное числовое значение, а дискретные датчики контроля запуска насоса контролируют данный процесс. После запуска насосного агрегата подпрограмма производит опрос датчика давления на выходе насосного агрегата. В случае, если фактическое значение давления на выходе насосного агрегата окажется меньше заданного значения, следовательно, насос не может работать в нормальном режиме, произойдет остановка запущенного насоса и переход на резервную линию.

При достижении заданного значения давления на выходе насосного агрегата, открывается задвижка на выходе насосного агрегата. Открытие задвижек фиксируется дискретными датчиками положения.

Следующим этапом подпрограмма «Пуск насоса» выходит в основную программу, где происходит запуск подпрограммы «Контроль параметров».

8.3.5 Подпрограмма «Контроль параметров»

Структура подпрограммы «Контроль параметров», представленная на рисунке 22.

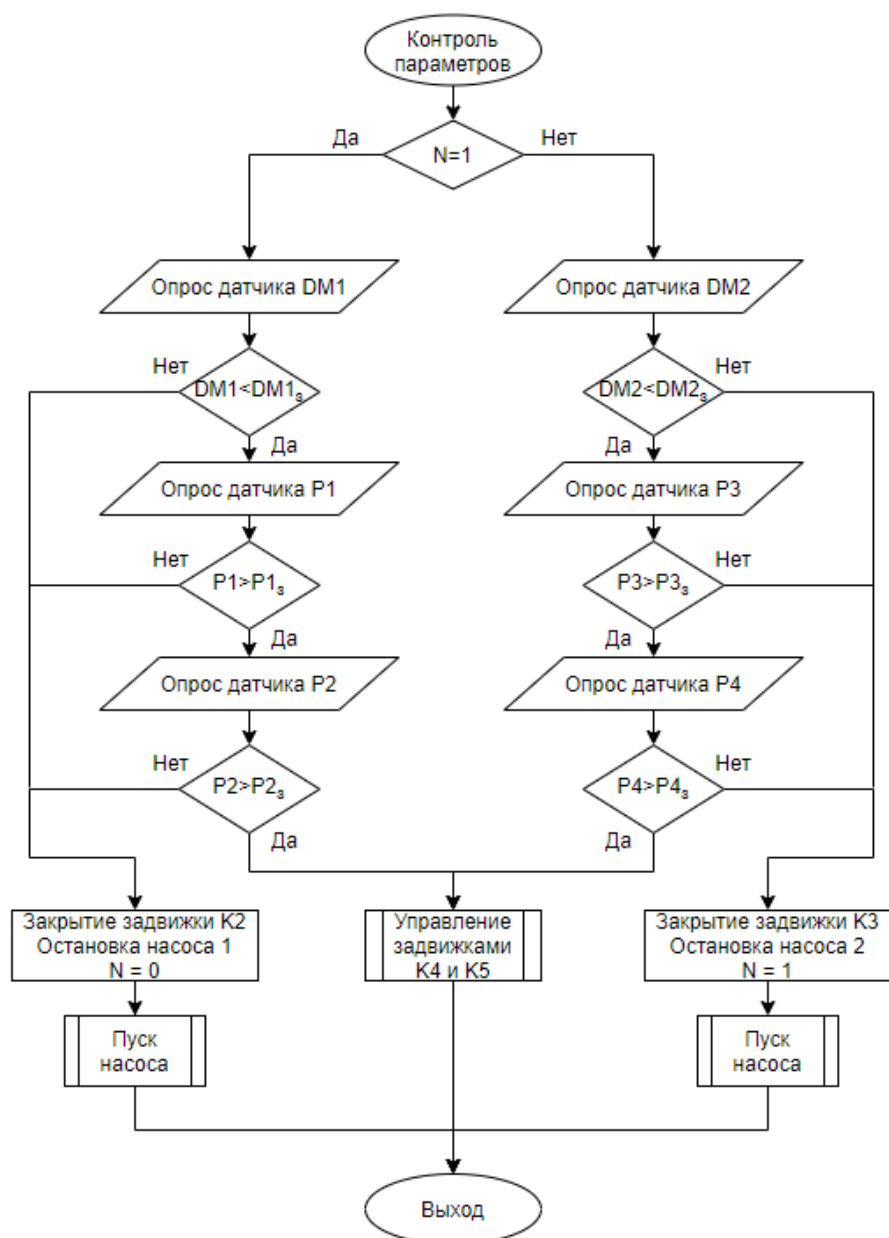


Рисунок 22 – Структура подпрограммы «Контроль параметров»

В данной подпрограмме, идентично подпрограмме «Пуск насоса», происходит последовательный опрос датчиков, а также сравнение фактических показателей с заданными параметрами технических средств. При несоответствии значений происходит закрытие соответствующей задвижки, а также остановка работающего насосного агрегата, при этом параметр N меняется на противоположный и происходит переход в подпрограмму «Пуск насоса».

8.3.6 Подпрограмма «Управление задвижками К4 и К5»

При соответствии контролируемых параметров заданным значениям, перед выходом в основную программу происходит проверка состояния фильтров, установленных на выкидной линии трубопровода. Для проверки фильтров происходит запуск подпрограммы «Управление задвижками К4 и К5», структура данной подпрограммы представлена на рисунке 23, в случае выхода из строя рабочего фильтра, происходит закрытие соответствующей задвижки и открывается задвижка на резервной линии выкидного трубопровода.

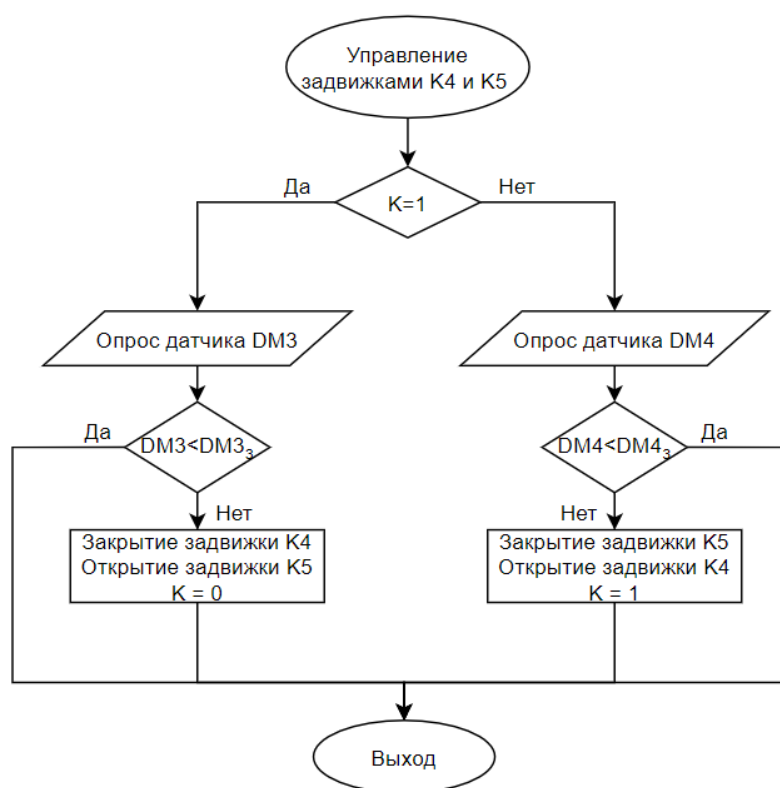


Рисунок 23 – Структура подпрограммы «Управление задвижками К4 и К5»

В подпрограмме «Управление задвижками К4 и К5» после опроса параметра К, который отвечает за номер задвижки на выкидном трубопроводе, происходит опрос датчика дифференциального давления и сравнения его фактического значения с заданным значением, если фактическое значение не превышает заданное значение, то алгоритм выходит из подпрограммы не меняя структуру подключения элементов в трубопроводе.

В случае если фактическое значение датчика дифференциального давления больше заданного значения, происходит запуск резервной линии фильтров, путем закрытия задвижки на основной и открытия задвижки на резервной линии.

8.3.7 Подпрограмма «Остановка насоса»

Нажатие кнопки «Стоп», на панели управления оператора насосной провоцирует остановку цикла непрерывного контроля параметров системы, после чего происходит закрытие задвижки, соединяющей технологическую линию насосного блока с нефтегазовым сепаратором и происходит переход в подпрограмму «Остановка насоса», структура данной подпрограммы представлена на рисунке 24.

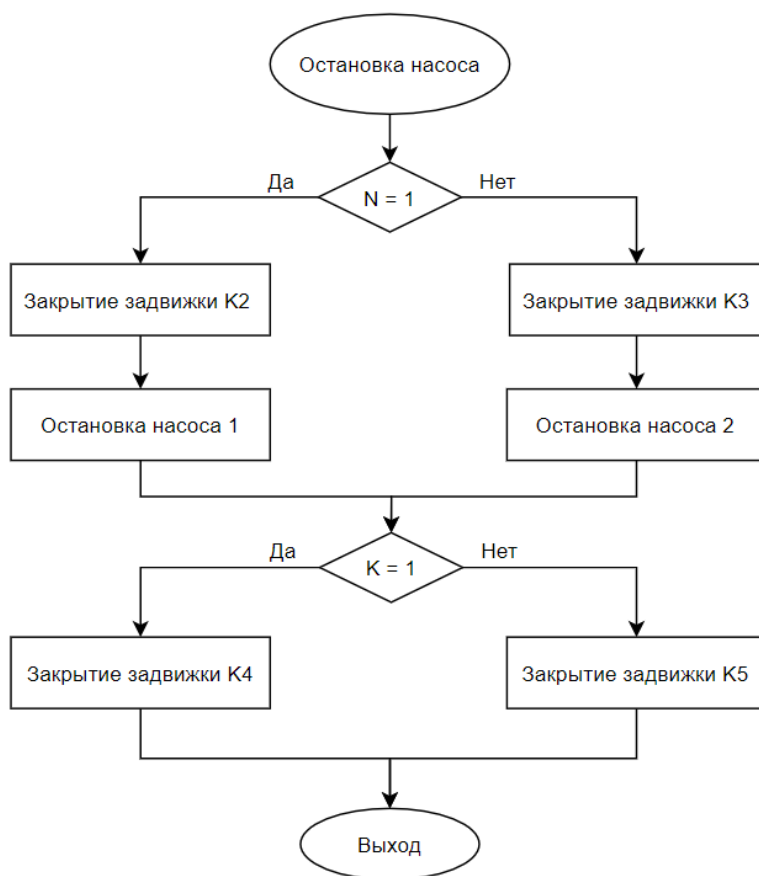


Рисунок 24 – Структура подпрограммы «Остановка насоса»

В данной подпрограмме после определения параметра N происходит закрытие соответствующей задвижки на входе работающего насоса, а затем происходит остановка соответствующего рабочего насосного агрегата.

Следующим этапом алгоритма происходит определение соответствующего значения параметра K , который отвечает за задвижку на выкидной линии насосного агрегата, затем происходит закрытие соответствующей задвижки, после чего происходит остановка работы данного алгоритма.

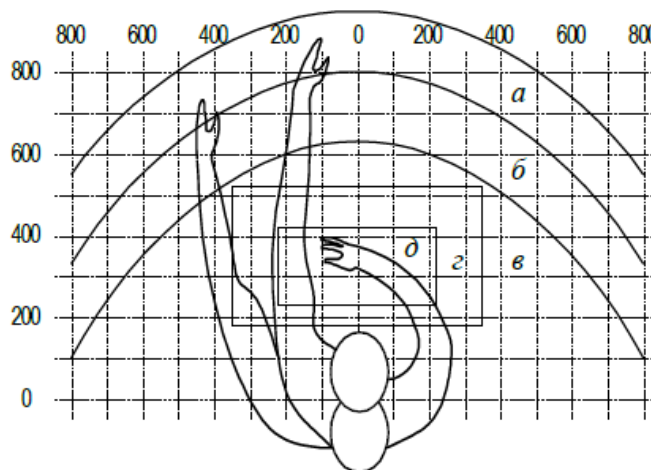
9 Социальная ответственность

В ВКР рассматривается разработка автоматизированной системы управления технологическим процессом НС. Задачей оператора АСУ является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций.

Так как большая часть работы ведется с использованием персонального компьютера в закрытом помещении, то наиболее значимыми факторами являются микроклимат помещения, освещение, шум, электромагнитное излучение, рабочая поза. Также необходимо учесть факторы, влияющие на электробезопасность и пожарную безопасность, и рассмотреть вопросы ее организации на предприятии нефтегазовой отрасли.

9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Эргономические требования к рабочему месту оператора АСУ



а – зона максимальной досягаемости;

б – зона досягаемости пальцев при вытянутой руке;

в – зона легкой досягаемости ладони;

г – оптимальное пространство для грубой ручной работы;

д – оптимальное пространство для тонкой ручной работы.

Рисунок 25 – Эргономические требования к рабочему месту оператора АСУ

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости согласно [19]:

- дисплей размещается в зоне «а» (в центре);
- системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- клавиатура в зоне «г/д»;
- документация необходимая при работе – в зоне легкой досягаемости ладони – «б», а в выдвижных ящиках стола редко используемая литература.

Особенности законодательного регулирования проектных решений

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти– или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На насосной станции установки подготовки нефти на месторождении применяется четырех-бригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК [20] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

9.2 Производственная безопасность

При выборе вредных и опасных факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень вредных и опасных факторов, характерных для насосной станции установки подготовки нефти на месторождении представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Вредные и опасные факторы при работе оператора АСУ

ТП

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Строй- тельство	Эксп- луатация	
Вредные факторы				
Отклонение показателей микроклимата.	+	+	+	СанПин 2.2.4.548-96 [3]
Недостаточный уровень освещения (естественное, искусственное).	+	+	+	СП 52.13330.2016 [4]
Повышенный уровень шума.		+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [5]
Повышенный уровень электромагнитного излучения.		+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [6]
Опасные факторы				
Повышенное значение напряжения в электрической цепи		+	+	ГОСТ 12.1.038-82 [7]

9.2.1 Анализ вредных факторов

Отклонение показателей микроклимата

Высокая производительность и комфортность труда на рабочем месте диспетчера управления насосной станцией на установке подготовки нефти зависит от микроклимата в производственном помещении.

По степени физической тяжести работа диспетчера управления насосной станцией на установке подготовки нефти относится к категории лёгких работ. [21]

В помещении должны быть обеспечены оптимальные параметры микроклимата, которые установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека.

В соответствии с временем года и категорией тяжести работ определены оптимальные значения показателей микроклимата согласно требованиям СанПиН и приведены в таблице 12, допустимые значения

показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 13.

Таблица 12 – Оптимальные значения показателей микроклимата на рабочих местах по СанПиН 2.2.4.548-96

Период года	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	от 23 до 25	от 40 до 60	0,1
Теплый	от 20 до 22	от 40 до 60	0,1

Таблица 13 – Допустимые значения показателей микроклимата на рабочих местах по СанПиН 2.2.4.548-96

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
	Ниже оптимальных не менее	Выше оптимальных не более		Ниже оптимальных не менее	Выше оптимальных не более
Холодный	от 20,0 до 21,9 включ.	от 24,1 до 25,0 включ.	от 15 до 75 включ.	0,1	0,1
Теплый	от 21,0 до 22,9 включ.	от 25,1 до 28,0 включ.	от 15 до 75 включ.	0,1	0,2

В соответствии с характеристикой помещения определен расход свежего воздуха согласно СанПиН 2.2.4.548-96 и приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Расход свежего воздуха по СанПиН 2.2.4.548-96

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на одного человека
Объем до 20 м ³ на человека	Не менее 30
20...40 м ³ на человека	Не менее 20
Более 40 м ³ на человека	Естественная вентиляция

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. [22]

Излишне яркий свет слепит, снижает зрительные функции, приводит к перевозбуждению нервной системы, уменьшает работоспособность, нарушает механизм сумеречного зрения. Воздействие чрезмерной яркости может вызывать фотоожоги глаз и кожи, катаракты и другие нарушения. [22]

Для обеспечения рационального освещения (отвечающего техническим и санитарно-гигиеническим нормам) необходимо правильно подобрать светильники в сочетании с естественным светом. Поддерживать чистоту оконных стекол и поверхностей светильников. [22]

Рабочая зона или рабочее место диспетчера управления насосной станцией на установке подготовки нефти на месторождении освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза.

Уровень необходимого освещения определяется степенью точности зрительных работ. Наименьший размер объекта различения составляет 0.5 - 1 мм. В помещении присутствует естественное освещение. По нормам освещенности СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 и отраслевым нормам, работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений. Нормирование освещённости для работы за ПК приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Нормирование освещенности для работы с ПК по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различия, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении зрения на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение				Естественное освещение	
					Освещенность на рабочей поверхности системы общего освещения, лк	Цилиндрическая освещенность, лк	Объединенный показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности Кп, %, не более	КЕО ен, %, при	
									верхнем или комбинированном	боковом
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	Б	1	Не менее 70	300	100*	21 18*	15	3,0	1,0
			2	Менее 70	200	75*	24 18**	20 15***	2,5	0,7

Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК, представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Требования к освещению на рабочих местах с ПК по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03

Освещенность на рабочем столе, лк	от 300 до 500
Освещенность на экране ПК, лк	не выше 300
Блики на экране, кд/м ²	не выше 40

Продолжение таблицы 16

Прямая блескость источника света, кд/м ²	200
Показатель ослепленности	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости:	
между рабочими поверхностями	3:1-5:1
между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации, %	не более 5%

Повышенный уровень шума

Шум снижает производительность труда на промышленных предприятиях на 30%, повышает опасность травматизма, приводит к развитию заболеваний. [23]

При выполнении работ с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами насосной станции, рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА по ГОСТ 12.1.003-2014 [23].

Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 17.

Таблица 17 – Допустимые уровни звукового давления по ГОСТ 12.1.003-2014

Помещение и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	125	250	500	1000	
Помещение управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

В качестве мер по снижению шума, воздействующего на человека, в первую очередь следует использовать средства коллективной защиты. Наиболее эффективной защитой от шума, источником которого являются циркуляционные насосы химического реактора, было бы создание специальных архитектурно-строительных решений на этапе проектирования рабочего места в рабочей аудитории, но так как помещение в момент строительства здания не планировалось использовать для таких целей, то

единственным решением по принятию мер коллективной защиты от производственного шума является использование акустического экрана или звукоизолирующего кожуха [23].

В качестве индивидуальных средств защиты от шума специалистом могут быть использованы специальные противозумные наушники, которые обезопасят пользователя от вредного воздействия шумов и помогут сделать условия работы более комфортными [23].

Электромагнитное излучение

Электромагнитным излучением называется излучение, прямо или косвенно вызывающее ионизацию среды. [26]

Монитор, системный блок, и принтер - генерируют электромагнитное излучение в очень широком диапазоне частот. Но именно излучение монитора является более мощным. [26]

Для того чтобы избежать негативного воздействия от электромагнитного излучения необходимо следовать основным нормам, описанным в СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [24]. Требования к уровням электромагнитных полей на рабочих местах, оборудованных ПВМ представлены в таблице 8.

Таблица 18 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах по СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот от 2кГц до 400кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного поля	В диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот от 2 Гц до 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15кВ/м

Для снижения воздействия электромагнитного излучения применяют следующие меры:

- расстояние от монитора до работника должно составлять не менее 50 см;
- применение экранных защитных фильтров, а также средств индивидуальной защиты [24].

9.2.2 Анализ опасных факторов

Работа диспетчера управления насосной станцией на установке подготовки нефти на месторождении связана с частым взаимодействием с ПК. Следовательно, существует опасность поражения работника электрическим током.

Рассматриваемое помещение определяется как помещение без повышенной опасности согласно ГОСТ 12.1.038-82. Так как приборы, работающие в помещении, питаются от сети напряжением 220 В и частотой 50 Гц, необходимо предусмотреть случаи случайного прикосновения к токоведущим частям и способы защиты от последствий таких действий [25]:

- наличие защитных ограждений или оболочек;
- безопасное расположение токоведущих частей и их изоляция
- изоляция рабочего места;
- защитное отключение;
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности;
- заземление корпусов устройств.

Перед началом работы необходимо убедиться, что выключатели и розетка закреплены и не имеют оголённых токоведущих частей. Перед приемом на работу очередного сотрудника необходимо проводить инструктаж по электробезопасности. Также стоит предусмотреть проведение инструктажа при смене условий работы, при обновлении техники и плановый инструктаж.

9.3 Экологическая безопасность

Основными вредностями для атмосферы водоемов и почвы являются нефтепродукты, находящиеся в обращении насосной станции на установке подготовки нефти. [27]

Для этого предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизированная система сбора и подготовки нефти на НС;

- отсепарированный газ направляется в существующую систему сбора газа и далее - на ГПЗ, в аварийных случаях - на факел для сжигания газа;
- на случай превышения давления газа в технологических емкостях избыток газа через предохранительные клапаны так же направляются на факел;
- на случай ремонта, и ревизии оборудования сброс остатков нефтепродуктов предусматривается в подземную канализационную емкость с насосной откачкой на прием основных насосов;
- для локализации всех утечек площадка вокруг факела имеет обвалование высотой 0,5 м, шириной по верху - 0,5 м.

Для защиты водоемов от загрязнения помимо вышеуказанных мероприятий необходимо:

- содержать территорию в удовлетворительном состоянии;
- не допускать разлива нефтепродуктов, масел и других загрязняющих веществ на неканализованных площадках;
- хранить отходы в специально отведенных местах, исключающих загрязнение почвы, своевременно вывозить отходы.

При обустройстве временных бытовых и вспомогательных помещений запрещается загрязнение почвы отходами производства, равно, как и хозяйственно - бытовыми отходами. Отходы складировются в герметические емкости и вывозить в ближайшие пункты санкционированного приема БТО.

Мероприятия по охране воздушного бассейна особенно при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) носят в основном организационно-технический характер:

- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрет на ремонтные работы, связанные с повышенным выделением загрязняющих веществ;

- герметизация и максимальное уплотнение стыков и соединений в технологическом оборудовании для предотвращения выделения вредных веществ;
- усиление контроля за дымностью и выделением CO₂ передвижного автотранспорта;
- запрет на сжигание любых отходов и мусора;
- запрет на разогрев битумных мастик открытым огнем.

9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во всех производственных помещениях НС существует вероятность возникновения пожароопасной ситуации.

Технологическая площадка НС тушится с помощью пожарных гидрантов, установленных на противопожарном кольце. Необходимый запас пожарных рукавов, пожарных колонок хранится в складе хранения пожарного инвентаря, расположенном на территории НС. Запас пенообразователя согласно утвержденным нормам хранится в резервуаре хранения пенообразователя $V=8\text{м}^3$. Тушение аварийного РВС предусмотрено с помощью пожарной водонасосной. Расход воды на наружное пожаротушение определен из расчета тушения и охлаждения аварийного резервуара РВС-5000 и составляет 60 л/с. При окружности резервуара 60 метров расход воды составляет – 993 м³. Необходимый запас воды для приготовления раствора пенообразователя на 45 минут тушения – 60 м³.

Для тушения пожара на объекте предусмотрен комплекс мероприятий и средств пожаротушения.

Система пожаротушения состоит из системы пожаротушения:

- пеной;
- водой.

Система пожаротушения пеной включает:

- генераторы пены;

- соединительные головки за обвалованием для присоединения пожарной техники;
- индивидуальные пенопроводы на отдельные объекты;
- пульт управления и мнемосхему в операторной с системой извещателей в очаге огня.

Здания, сооружения и наружные установки оснащены первичными средствами пожаротушения. Количество и тип огнетушителей выбран в соответствии с категорией здания по взрывопожарной опасности, предельно защищаемой площади и классу пожара. Для оснащения противопожарным инвентарем на территории объекта установлены пожарные щиты. Комплектация противопожарным инвентарем, выполнена согласно норм оснащения пожарных щитов типа ЩП-В.

На объекте принята централизованная структура контроля за установками автоматической пожарной сигнализации, из помещения операторной.

Вывод по разделу социальная ответственность

В данной главе выпускной квалификационной работы были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, оказывающие влияние на здоровье человека, а также нормативные документы, регулирующие их воздействие на человека.

Были описаны обоснованные мероприятия по снижению уровня воздействия этих факторов, влияние насосной станции на установке подготовки нефти, на экологическую безопасность. Также было выяснено, что возможными чрезвычайными ситуациями на насосной станции являются возникновение пожара, поэтому предусмотрен ряд мероприятий для предотвращения возникновения указанных ЧС.

10 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

10.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследований являются широкий круг коммерческих организаций в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия, имеющие НС, предназначенный для сбора нефти и газа на промыслах и их последующей транспортировки.

В таблице 19 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Цифрами обозначены компании: «1» - ООО «Нефтестройпроект»,», «2» - ОАО «Вертек», «3» - ЗАО «ЭлеСи».

Таблица 19 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Крупные	1, 2, 3	1, 2	2, 3	3
	Средние	1, 2, 3	1, 2	3	3
	Мелкие	1, 2, 3	1	3	3

Исходя из карты сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: разработка автоматизированной системы управления технологическим процессом, а также внедрение SCADA-систем для средних и мелких компаний.

10.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений, представленной в таблице 20. Для оценки эффективности научной разработки

проводится сравнение проектируемой системы АСУ ТП, существующая система управления НС, а также проект АСУ ТП сторонней компанией.

Таблица 20 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес	Баллы			Конкурентоспособность		
		Разрабатываемая АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компаний	Разрабатываемая АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компаний
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
Удобство в эксплуатации	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Устойчивость	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Энергоэкономичность	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Надежность	0,1	5	3	5	0,5	0,3	0,5
Безопасность	0,05	5	4	5	0,25	0,2	0,25
Простота эксплуатации	0,08	5	4	3	0,4	0,32	0,24
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
Конкурентоспособность	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Уровень проникновения на рынок	0,05	4	3	4	0,2	0,15	0,2
Цена	0,2	4	3	2	0,8	0,6	0,4
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	2	4	0,5	0,2	0,4
Условия проникновения на рынок	0,06	4	3	5	0,24	0,18	0,3
Итого	1	51	40	46	4,33	3,24	3,63

Исходя из оценочной карты можно заметить, что проект является конкурентоспособным. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокая стоимость, более низкая производительность и пониженный срок эксплуатации.

10.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ – это метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды

организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) [1] Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 21.

Таблица 21 – SWOT-анализ

	Сильные стороны: С1. Низкая стоимость. С2. Современные технологии. С3. Высокий спрос.	Слабые стороны: Сл1. Высокие начальные затраты. Сл2. Отсутствие клиентской базы. Сл3. Узкая направленность
Возможности: В1. Увеличение спроса. В2. Выход на иностранный рынок. В3. Расширение диапазона предоставляемых услуг.	Увеличение объема производства, прибыли и расширение границ сбыта и клиентской базы. Продажи как в розницу, так и оптом на разных площадках и территориях сбыта.	Высокие начальные затраты уменьшат и не позволят воспользоваться высоким спросом в полной мере. Узкая направленность затруднит увеличение спроса. Расширение диапазона позволит нарастить клиентскую базу и сгладит минусы узкой направленности.
Угрозы: У1. Отсутствие потребности на новые технологии. У2. Увеличение конкуренции. У3. Проблемы с поставкой оборудования	Низкая стоимость с применением современных технологий позволит улучшить конкурентную позицию и потребительскую способность. Сотрудничество с ненадежными поставщиками приведет к проблемам с поставками современного оборудования.	Высокие начальные затраты и увеличение конкуренции может ослабить интерес заказчиков.

Найдем соответствия сильных и слабых сторон разрабатываемого проекта внешним условиям. Данные построения могут выявить потребность в проведении стратегических изменений. Для этого построим интерактивные матрицы проекта.

Таблица 22 – Интерактивная матрица для сильных сторон и возможностей

		Сильные стороны проекта		
		С1	С2	С3
Возможности проекта	В1	+	+	-
	В2	+	-	-
	В3	+	-	+
Результат		В1С2; В2С1; В3С1С3		

Таблица 23 – Интерактивная матрица для слабых сторон и возможностей

		Слабые стороны проекта		
		Сл1	Сл2	Сл3
Возможности проекта	В1	+	-	+
	В2	-	-	-
	В3	-	+	+
Результат		В1Сл1Сл3; В3Сл2Сл3		

Таблица 24 – Интерактивная матрица сильных сторон и угроз

		Сильные стороны проекта		
		С1	С2	С3
Угрозы проекта	У1	+	+	-
	У2	+	+	-
	У3	-	-	+
Результат		У1С1С2; У2С1С2; У3С3		

Таблица 25 – Интерактивная матрица слабых сторон и угроз

		Слабые стороны		
		Сл1	Сл2	Сл3
Возможные угрозы	У1	+	+	+
	У2	+	-	+
	У3	-	-	+
Результат		У1Сл1Сл2Сл3; У2Сл1Сл3; У3Сл3		

После проведения SWOT – анализа были выявлены основные проблемы, с которыми может столкнуться предприятие. А также способы их решения. Для уменьшения возможных угроз необходимо:

Разработка рекламной компании позволит увеличить клиентскую базу.

Работа с несколькими поставщиками одновременно позволит избежать перебои с поставкой оборудования.

Расширить диапазон направлений, разрабатывать оборудование не только для НС, но также и для других производственных объектов.

10.4 Планирование научно-исследовательских работ

10.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. [2]

Для реализации проекта необходимы три исполнителя – руководитель (Р), консультант (К), студент-дипломник (СД). Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 26.

Таблица 26 – Этапы выполнения дипломной работы.

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Постановка целей, задач и определение исходных данных исследования	1	Выбор темы ВКР	СД
	2	Разработка и утверждение технического задания	Р, К, СД
	3	Поиск литературы по теме	Р, К, СД
	4	Разработка календарного плана выполнения работ	К, СД
Разработка АСУ	5	Описание технологического процесса	С
	6	Разработка функциональной схемы автоматизации	Р, С

Продолжение таблицы 26

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка АСУ	7	Определение вход/выходных сигналов	С
	8	Выбор ИУ и контроллерного оборудования	С
	9	Разработка схемы соединения внешних проводок	С
	10	Разработка экранных форм	С
	11	Составление схемы информационного обеспечения	С
	12	Разработка алгоритмов сбора данных	С, К
	13	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	С, К
	14	Разработка алгоритма пуска и остановки насосной станции	С, К, Р
	15	Написание раздела «социальной ответственности»	С
	16	Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	С
	17	Проверка работы руководителем и консультантом	Р, К, С
Оформление отчета	18	Составление пояснительной записки	С
	19	Подготовка презентации дипломного проекта	С

Как можно заметить из таблицы, большинство работы было проделано самостоятельно, но на некоторых этапах требовалась помощь консультанта и руководителя.

10.4.2 Разработка графиков проведения научного исследования

Для определения ожидаемого значения трудоемкости $t_{ож}$ использовалась следующая формула :

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}, \quad (8)$$

где $t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы, человеко-дни;

t_{min} – минимальная возможная трудоемкость выполнения работы, человеко-дни;

t_{max} – максимальная возможная трудоемкость выполнения работы, человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p :

$$T_p = \frac{t_{ож}}{ч}, \quad (9)$$

где T_p – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы, человеко-дни;

Ч – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, человек.

Для удобства построения графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ следует перевести календарные дни по формуле:

$$T_k = T_p \cdot k_{кал}, \quad (10)$$

где T_k – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

T_p – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (11)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество праздничных дней в году.

Значение коэффициента календарности для 2020 года [3]:

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366-92-26} = 1,48, \quad (12)$$

Для составления расчетной таблицы 27 используются данные таблицы 8 и приведенные выше формулы. Диаграмма Ганта, представляющая собой календарный график работ, приведена на рисунке 26.

Таблица 27 – Расчет трудозатрат на выполнение работ

Наименование работы	Трудоемкость работ									Длительность работ в рабочих днях, T_p	Длительность работ в календарных днях, T_k
	t_{min}			t_{max}			$t_{ож}$				
	Студент	Консультант	Руководитель	Студент	Консультант	Руководитель	Студент	Консультант	Руководитель	Совместное выполнение работ	Совместное выполнение работ
Выбор темы ВКР	2	0	0	3	0	0	2,4	0	0	2,4	3,5
Разработка и утверждение технического задания	5	5	4	10	7	5	7	5,8	4,4	2,3	3,4
Обзор литературы по теме	6	5	5	10	9	9	7,6	6,6	6,6	2,5	3,7
Разработка календарного плана выполнения работ	2	1	0	3	2	0	2,4	1,4	0	1,2	1,77
Описание технологического процесса	2	0	0	4	0	0	2,8	0	0	2,8	4,2
Разработка функциональной схемы автоматизации	6	0	2	10	0	3	7,6	0	2,4	3,8	5,63

Продолжение таблицы 27

Определение вход/выходных сигналов	2	0	0	5	0	0	3,2	0	0	3,2	4,74
Выбор ИУ и контроллерного оборудования	3	0	0	7	0	0	4,6	0	0	4,6	6,8
Разработка схемы соединения внешних проводок	2	0	0	4	0	0	2,8	0	0	2,8	4,15
Разработка экранных форм	4	0	0	7	0	0	5,2	0	0	5,2	7,7
Составление схемы информационного обеспечения	2	0	0	5	0	0	3,2	0	0	3,2	4,74
Разработка алгоритмов сбора данных	3	1	0	5	2	0	3,8	1,4	0	1,9	2,8
Разработка алгоритмов автоматического регулирования	4	2	0	7	3	0	5,2	2,4	0	2,6	3,85
Разработка алгоритма пуска и остановки насосной станции	5	3	1	8	4	1	6,2	3,4	1	2,1	3,1

Продолжение таблицы 27

Написание раздела «социальной ответственности»	2	0	0	4	0	0	2,8	0	0	2,8	4,15
Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	2	0	0	4	0	0	2,8	0	0	2,8	4,15
Проверка работы руководителем и консультантом	1	2	4	3	3	5	1,8	2,4	4,4	1,5	2,22
Составление пояснительной записки	2	0	0	4	0	0	2,8	0	0	2,8	4,15
Подготовка презентации дипломного проекта	2	0	0	4	0	0	2,8	0	0	2,8	4,15
Итого:							77	23,4	18,8	53,3	78,95

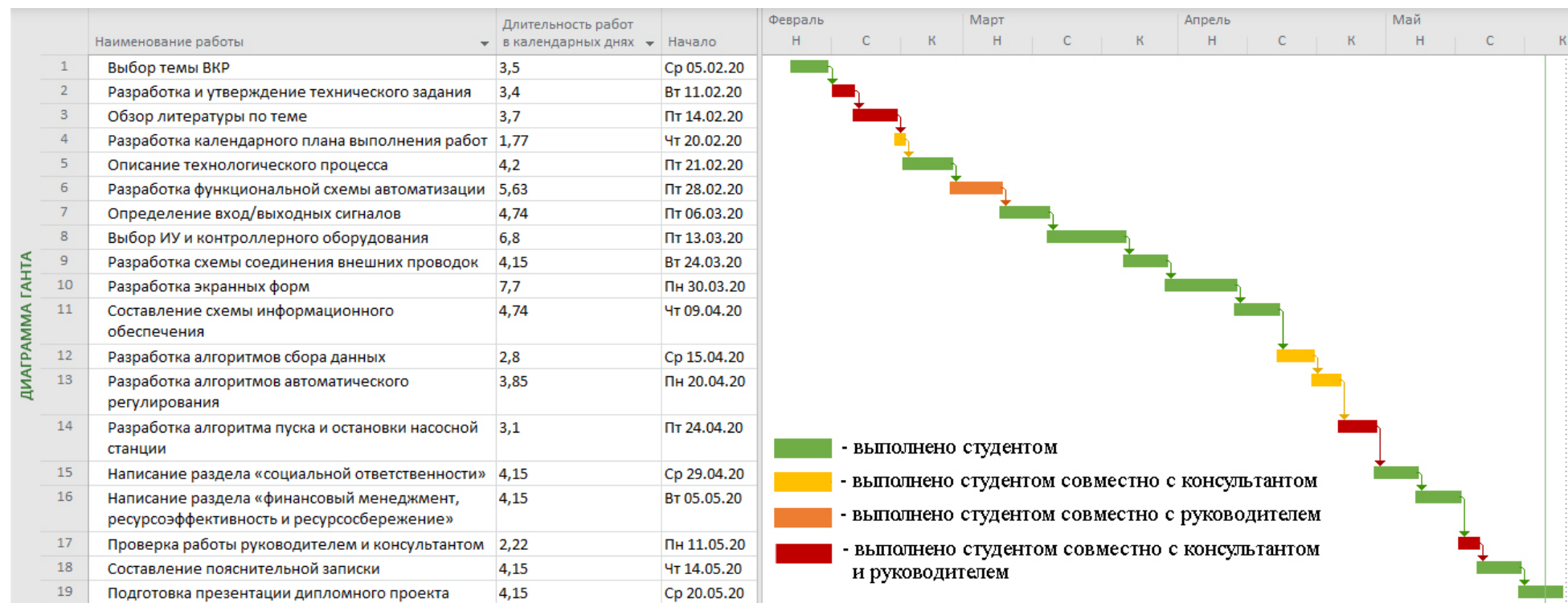


Рисунок 26 – Диаграмма Ганта

Из диаграммы на рисунке 1 видно, что практическая часть всего исследования занимает 2,3 календарных месяца. Выбор темы ВКР и поиск материала не заняло много времени так как тема ВКР была определена заранее. На оформление дополнительных разделов ВКР и подготовка к защите занимает приблизительно 1 календарный месяц.

10.5 Бюджет научно-технического исследования

10.5.1 Расчет материальных затрат

В данном подразделе оценивается стоимость всего технического обеспечения, используемого в процессе разработки.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{расxi} = 1,48, \quad (13)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расxi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, примем равным 20%.

Таблица 28 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы
Датчик давления «ЭНИ-100»	шт.	11	14000	184800
Уровнемер «РИЗУР-1300»	шт.	2	45000	108000
Датчик температуры «ДТСХХ5»	шт.	1	6000	7200
Блок управления кранами «ЭППУ-4»	шт.	5	45000	270000
Блок управления задвижкой «ГЗ-ВА-150КС»	шт.	2	92500	222000

Продолжение таблицы 28

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы
Контроллер «СТН-3000»	шт.	1	40000	48000
Расходомер «Метран 370»	шт.	2	100000	240000
Итого:				1080000

Также для разработки системы требуется специализированное программное обеспечение для создания экранных форм. В таблице 29 представлены затраты на необходимое программное обеспечение.

Таблица 29 – Затраты на специальное оборудование

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты
Master SCADA	1	59600	59600
Итого			59600

Также материальные затраты включают в себя расходы на канцелярские товары, которые использовались в процессе написания работы.

Таблица 30 – Затраты на канцелярские товары

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты
Офисная бумага «Svetocopy», упак. 500 л.	1	230	230
Тетрадь общая, 96 л.	2	50	100
Шариковая ручка	5	50	250
Автокарандаш	1	130	130
Стирательная резинка	1	30	30
Линейка	1	20	20
Итого			760

10.5.2 Расчет амортизационных отчислений

Для проведения расчетов, а также для моделирования систем использовался персональный компьютер первоначальная стоимость которого

составляла 45000 рублей. Срок полезного использования офисных машин составляет от 2-х лет и 1-го месяца до 3-х лет [29].

Норма амортизации рассчитывается по следующей формуле:

$$N = \frac{1}{\text{СПИ}} \cdot 100\%, \quad (14)$$

где СПИ – срок полезного использования объекта в годах.

Примем срок полезного использования равным 3 года, тогда норма амортизации равна:

$$N = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%, \quad (15)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$N_{\text{год}} = 45000 \cdot 33,3\% = 14850 \text{ руб.}, \quad (16)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$N_{\text{мес}} = \frac{14850}{12} = 1237,5 \text{ руб.}, \quad (17)$$

Так как написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 5 месяцев, то итоговая сумма амортизационных отчислений равна:

$$N_{\text{мес}} = 1237,5 \cdot 5 = 6187,5 \text{ руб.}, \quad (18)$$

10.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Действительный годовой фонд рабочего времени руководителя, консультанта и студента-дипломника представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Консультант	Студент-дипломник
Календарное число дней	366	366	366
Число нерабочих дней:	118	118	118
– выходные дни			
– праздничные дни			
Потери рабочего времени:	48	48	48
– отпуск			
– невыходы по болезни			

Продолжение таблицы 31

Показатели рабочего времени	Руководитель	Консультант	Студент-дипломник
Действительный годовой фонд рабочего времени	200	200	176

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Тарифная заработная плата	Премия коэффициент	Коэффициент доплат	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад работника	Среднедневная заработная плата	Продолжительность работ	Заработная плата основная
Руководитель	20000	0,3	0,2	1,3	41600	2496	18,8	46924,8
Консультант	12500	0,3	0,2	1,3	26000	1560	23,4	36504
Студент-дипломник	12500	0,3	0,2	1,3	26000	1560	77	120120
Итого								203548,8

По результатам таблицы у студента-дипломника, оклад которого приравнивается к окладу соответствующего специалиста низшей квалификации, получилась самая большая заработная плата – это связано с наибольшим числом рабочих дней, затраченных на разработку проекта.

10.5.4 Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работ с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы представлен в таблице 33.

Таблица 33 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнители	Заработная плата основная, руб.	Коэффициент дополнительной заработной платы	Заработная плата дополнительная, руб.
Руководитель	46924,8	0,15	7038,72
Консультант	36504	0,15	5475,6
Студент-дипломник	120120	0,15	18018
Итого			30532,32

Так как расчет дополнительной заработной платы представляет собой перемножение основной заработной платы на коэффициент, то результат получился аналогичным с тем, что получился при расчете основной заработной платы.

10.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые исчисления)

В данном подразделе расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством РФ нормам органам государственного страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ), и медицинского страхования от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений определяется по следующей формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (19)$$

где: $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) 30,2 %.

Таблица 34 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	16296,98
Консультант	12677,84
Студент-дипломник	41717,67
Итог:	70692,49

По итогу отчисления во внебюджетные фонды составит 70692,49 руб.

10.5.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают все затраты, не вошедшие в предыдущие подпункты расходов. Расчет накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (\text{Сумма пунктов 1} \div 5), \quad (20)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов возьмем в размере 15 %.

$$З_{\text{накл}} = 0,15 \cdot (1140360 + 6187,5 + 203548,8 + 30532,32 + 70692,49) = 217698,17 \quad (21)$$

Таким образом накладные расходы составляют 217698,17 руб.

10.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование раздела	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1140360
2. Амортизационные отчисления	6187,5
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	203548,8
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта	30532,32
5. Отчисления во внебюджетные фонды	70692,49
6. Накладные расходы	217698,17
7. Бюджет затрат НТИ	1669019,28

В ходе формирования бюджета затрат на научно-техническое исследование вышло, что затраты составляют примерно 1669019,28 руб.

Данный результат не является точным, т.к. в ходе расчетов не учитывались затраты, которые понесли руководитель и консультант проекта.

10.7 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}} = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (22)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_p – стоимость варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта, зависит от сложности проекта, который разрабатывается для компании заказчика. Примем что стоимость проекта автоматизации ООО «Нефтестройпроект» составляет 2050000, в компании ОАО «Вертек» 1875000, а у студента-дипломника 1669020.

Расчет интегрального финансового показателя разработки представлен в таблице 36.

Таблица 36 – Расчет интегрального финансового показателя разработки

Исполнитель	Φ_p	Φ_{max}	$I_{\text{финр}}^{\text{студ.}}$	$I_{\text{финр}}^{\text{Нефтестройпроект}}$	$I_{\text{финр}}^{\text{Вертек}}$
Студент-дипломник	1669020	2050000	0,81	1	0,91
«Нефтестройпроект»	2050000				
«Вертек»	1875000				

Сравнительная характеристика вариантов исполнения проекта представлена в таблице 37.

Таблица 37 – Сравнительная характеристика вариантов проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Студент- дипломник	«Нефтестройпроект»	«Вертекс»
Производительность	0,25	5	5	4
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,2	4	5	5
Помехоустойчивость	0,1	4	4	4
Энергосбережение	0,1	4	4	5
Надёжность	0,2	4	4	4
Материалоёмкость	0,15	4	5	4
Итого	1			

Значения интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Значения интегрального показателя ресурсоэффективности

$I_{\text{студент}}$	$I_{\text{«Нефтестройпроект»}}$	$I_{\text{«Вертекс»}}$
4,25	4,6	4,3

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп}} = \frac{I_{p-\text{исп}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп}}}, \quad (23)$$

Значения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Значения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

$I_{\text{исп.студент}}$	$I_{\text{исп.«Нефтестройпроект»}}$	$I_{\text{исп.«Вертекс»}}$
5,25	4,6	4,72

Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп}}}{I_{\text{исп.студент}}}, \quad (24)$$

Результаты сравнительной эффективности разработки представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Студент-дипломник	«Нефтестройпроект»	«Вертекс»
Интегральный финансовый показатель разработки	0,81	1	0,91
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,25	4,6	4,3
Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки	5,25	4,6	4,72
Сравнительная эффективность разработки	1	0,88	0,9

Исходя из полученных данных представленных в таблице 21, следует, что наиболее эффективной является система, разработанная студентом-дипломником.

В данном разделе оценены экономические аспекты разработки автоматизированной системы диспетчерского управления насосной станцией на установки подготовки нефти на месторождении:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка имеет наименьшую конкуренцию на рынке услуг по автоматизации технологических процессов среди средних и мелких компаний.

2. Проведен анализ конкурентных технических решений среди существующей системой управления и системой управления разработанной сторонней компанией. Разрабатываемая система имеет преимущество в таких аспектах, как стоимость, производительность и повышенный срок эксплуатации, но уступает в энергоэкономичности.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами были обозначены: отсутствие потребностей на новые технологии, увеличение конкуренции, а также проблемы с поставкой оборудования. Также были найдены возможные пути снижения влияния угроз.

4. При планировании научно-исследовательских работ была определена структура работ в рамках научного исследования, по результату которого можно сделать вывод, что большинство работы проделано самостоятельно, но на некоторых этапах требовалась помощь консультанта и руководителя. Также был разработан график проведения научного исследования в виде диаграммы Ганта. Из диаграммы видно, что практическая часть всего исследования занимает 2,3 календарных месяца. Выбор темы ВКР и поиск материала не заняло много времени так как тема ВКР была определена заранее. На оформление дополнительных разделов ВКР и подготовка к защите занимает приблизительно 1 календарный месяц.

5. В процессе расчета бюджета НТИ было выявлено, что затраты на заработную плату студента превосходит затраты на заработную плату консультанта и руководителя, это связано с количеством рабочих дней. Также бюджет, требуемый на проведение НТИ составил 1669020,28 руб. Данный результат не является точным, т.к. в ходе расчетов не учитывались затраты, которые понесли руководитель и консультант проекта.

6. При оценке эффективности исследования было выявлено, что разработанный проект автоматизированной системы диспетчерского управления насосной станцией на установки подготовки нефти на месторождении достаточно эффективен среди таких компаний, как «Нефтестройпроект» и «Вертекс». По финансовому показателю проект превосходит своих конкурентов, но по показателю ресурсоэффективности отстает.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была разработана проектная документация на систему автоматизированного управления насосной станцией на узле подготовки нефти. Для этого была разработана функциональная схема, структурная схема, схема информационных потоков и соединений внешних проводок. В данных схемах представлен состав оборудования, средства, а также методы передачи данных.

При автоматизации насосной станции на установке подготовки нефти были выбраны российские контрольно-измерительные приборы и исполнительные устройства, а также промышленный контроллер.

Также было разработано алгоритм сбора данных и была проведена разработка алгоритма управления расходом нефтегазожидкостной смесью на входе НС с использованием ПИД-регулятора. В ходе работы был разработан алгоритм пуска и остановки насосного блока насосной станции на установке подготовки нефти.

Выполненная автоматизация управления насосной станцией на установке подготовки нефти на месторождении удовлетворяет всем необходимым требованиям. Кроме того, данная система имеет возможность модернизации и дальнейшего расширения.

Conclusion

In the course of work on final qualification paper the design documentation for the automated control system of the pumping station at the oil treatment unit was developed. For this purpose the functional scheme, structural scheme, information flows and connections of external wiring were developed. These schemes represent the equipment composition, means and methods of data transmission.

When automating the pumping station at the oil treatment plant, Russian control and measuring devices and actuators were chosen, as well as an industrial controller.

An algorithm for data collection was also developed and an algorithm for controlling the flow of oil and gas liquid mixture at the PS input using a PID regulator was developed. In the course of work, an algorithm for starting and stopping the pump unit at the oil treatment plant was developed. The automation of the pumping station control at the oil treatment unit at the field meets all the necessary requirements. In addition, this system has the possibility of modernization and further expansion.

Список используемой литературы

1. Е.И. Громаков, А.В. Лиепиньш, Проектирование автоматизированных систем управления нефтегазовыми производствами: учебное пособие: Томский политехнический университет. – Томск, 2016, -371 с;
2. Н.В. Гусев, С.В. Ляпушкин, М.В. Коваленко, Автоматизация технологических комплексов и систем в промышленности: учебное пособие: Томский политехнический университет. – Томск, 2011, -198 с;
3. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условных приборов и средств автоматизации в схемах [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200108003> (дата обращения 25.04.2020);
4. Датчик давления ЭНИ-100 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://eni.nt-rt.ru/images/manuals/ANI100.pdf> (дата обращения 25.04.2020);
5. ПД-200 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://owen.nt-rt.ru/images/manuals/pd200.pdf> (дата обращения 25.04.2020);
6. ЭЛЕМЕР-100 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://elemerufa.ru/assets/files/Dokumentacija/katalog-produkcii-preobrazovatelidavleniya-izmeritelnye-elemer-100.pdf> (дата обращения 25.04.2020);
7. УТР1 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: https://albatros.nt-rt.ru/images/manuals/ATS_DUUM/ATS_UTR1_RE.pdf (дата обращения 25.04.2020);
8. Micropilot M FMR231 – Режим доступа – URL: <https://endress.nt-rt.ru/images/manuals/BA%20219F%20ru.pdf> (дата обращения 25.04.2020);
9. РИЗУР-1300 – Режим доступа – URL: <http://kit-ing.ru/sites/default/files/rizur-1300.pdf> (дата обращения 25.04.2020);

10. ДТСХХ5 – Режим доступа – URL: https://vent.owen.ru/product/dtshh5_termosoprotivleniya_s_kommutatsionnoj_golovkoj/specifications (дата обращения 25.04.2020);
11. ТПУ 0304/M1 – Режим доступа – URL: https://priborika.ru/media/old/catalog/02/0215/021510/tpu0304_kat.pdf (дата обращения 25.04.2020);
12. ТСПУ-0288 – Режим доступа – URL: <https://piezo.nt-rt.ru/images/manuals/ТСМУТСПУ.pdf> (дата обращения 25.04.2020);
13. Метран-370 – Режим доступа – URL: <https://promhimtech.ru/wp-content/uploads/2018/06/Metran-370.pdf> (дата обращения 25.04.2020);
14. БУК-2 – Режим доступа – URL: http://www.exdi.ru/file_str/765.pdf (дата обращения 25.04.2020);
15. ЭПУУ-7 – Режим доступа – URL: <https://www.gazprom-auto.ru/upload/iblock/c2e/c2ee6a5901b251ca318ec5b5ea91e89b.pdf> (дата обращения 25.04.2020);
16. ЭПУУ-4 – Режим доступа – URL: <https://www.gazprom-auto.ru/upload/iblock/c2e/c2ee6a5901b251ca318ec5b5ea91e89b.pdf> (дата обращения 25.04.2020);
17. ГЗ-ВА.150КС – Режим доступа – URL: <https://www.gz-privod.ru/documentation/catalog/catalog2016.pdf> (дата обращения 25.04.2020);
18. СТН-3000-РКУ [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://www.atgs.ru/stn> (дата обращения 25.04.2020);
19. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ. Общие эргономические требования [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003913> (дата обращения 25.04.2020);
20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://deti.rkomi.ru/content/6292/Трудовой%20кодекс%20Российской%20Федерации%2030.12.2001г.%20№%20197-ФЗ.pdf> (дата обращения 25.04.2020);

21. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения 25.04.2020);
22. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 25.04.2020);
23. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 25.04.2020);
24. СанПиН 2.2.2.542-96. Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200235> (дата обращения 25.04.2020);
25. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения 25.04.2020);
26. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901853847> (дата обращения 25.04.2020);
27. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/902065388> (дата обращения 25.04.2020);
28. Т.И. Юркова, С.В. Юрков Экономика предприятия. Стоимость начисления амортизации основных средств [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: http://www.aup.ru/books/m88/2_5.htm (дата обращения 22.05.2020);

29. Амортизационная группа компьютеров и офисной техники
[Электронный ресурс] – Режим доступа – URL:
<https://spmag.ru/articles/amortizacionnaya-gruppa-kompyuterov-i-ofisnoy-tehniki>
(дата обращения 22.05.2020).

Приложение А
(обязательное)
Структурная схема НС

Приложение Б

(обязательное)

Функциональная схема НС

Приложение В

(обязательное)

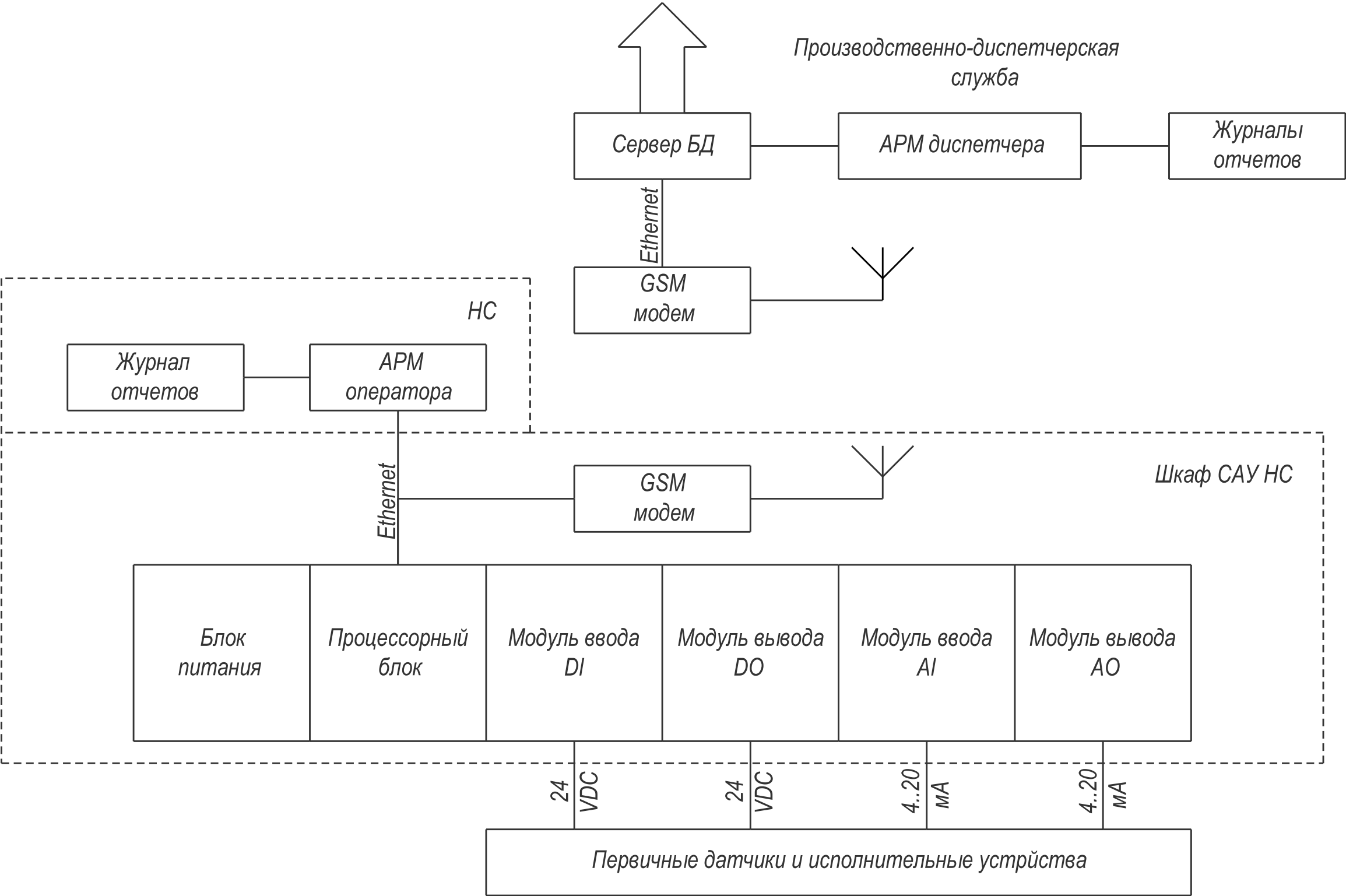
Схема внешних проводок

Приложение Г
(обязательное)
Мнемосхема НС

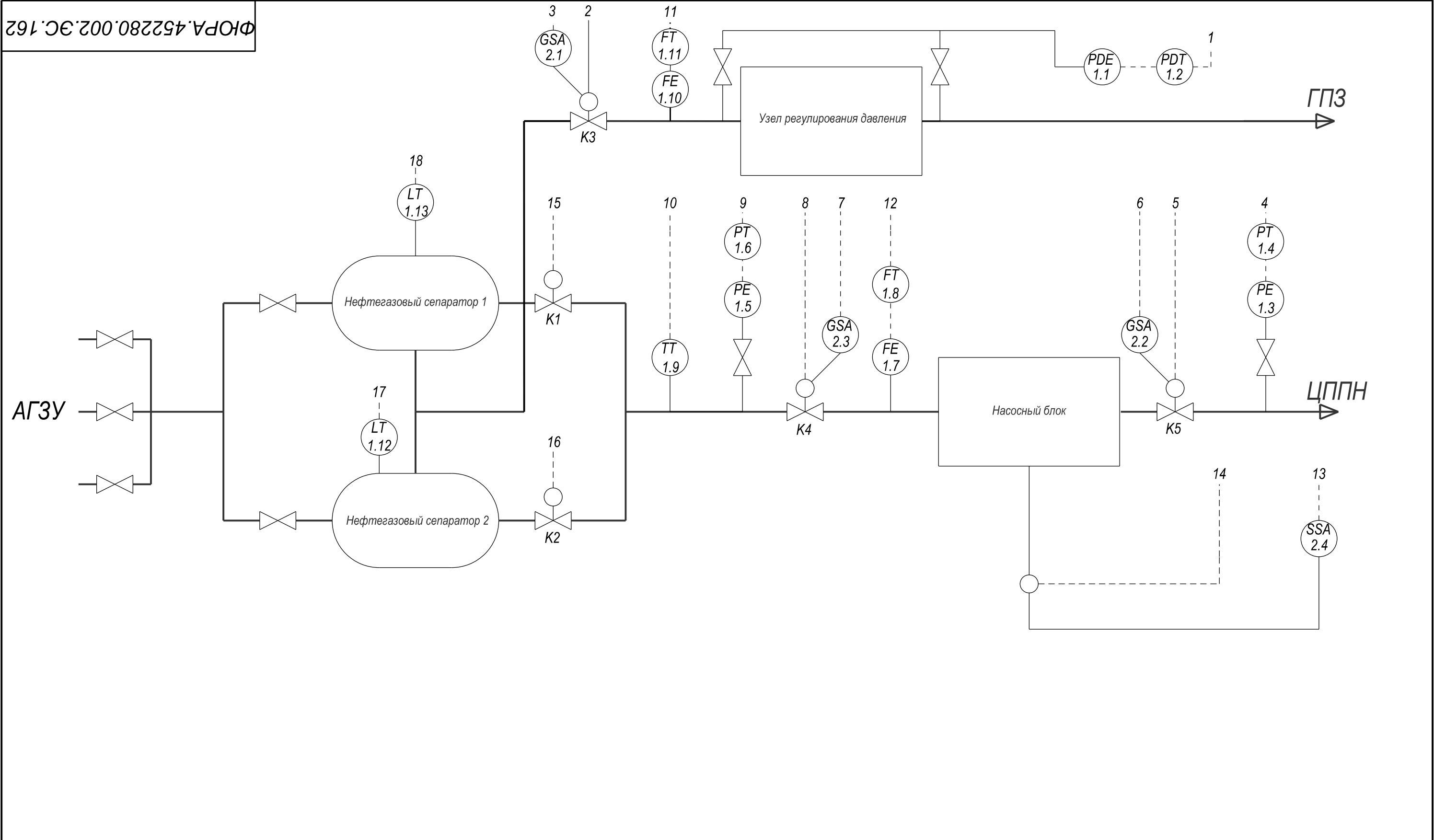
Приложение Д

(обязательное)

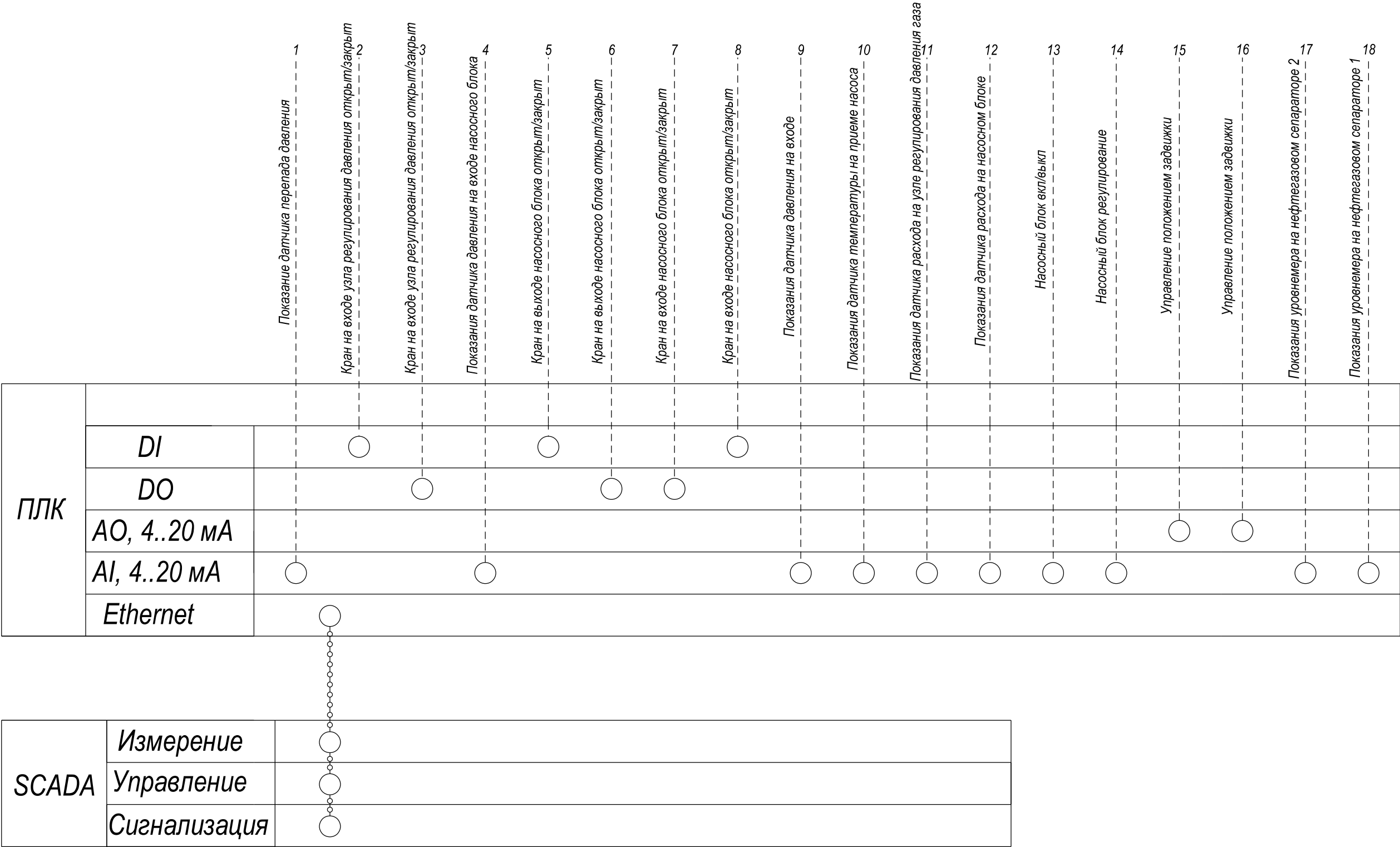
Функциональная схема ANSI HC



					ФЮРА.425280.001.ЭС.162					
					Структурная схема	Лит.		Масса	Масштаб	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у				
Разраб.		Коновалов Е.А.								
Пров.		Громаков Е.И.								
Т. Контр.										
						Лист 1		Листов 1		
Н. Контр.					ТПУ ОАР					
Утв.					Группа 8Т6А					

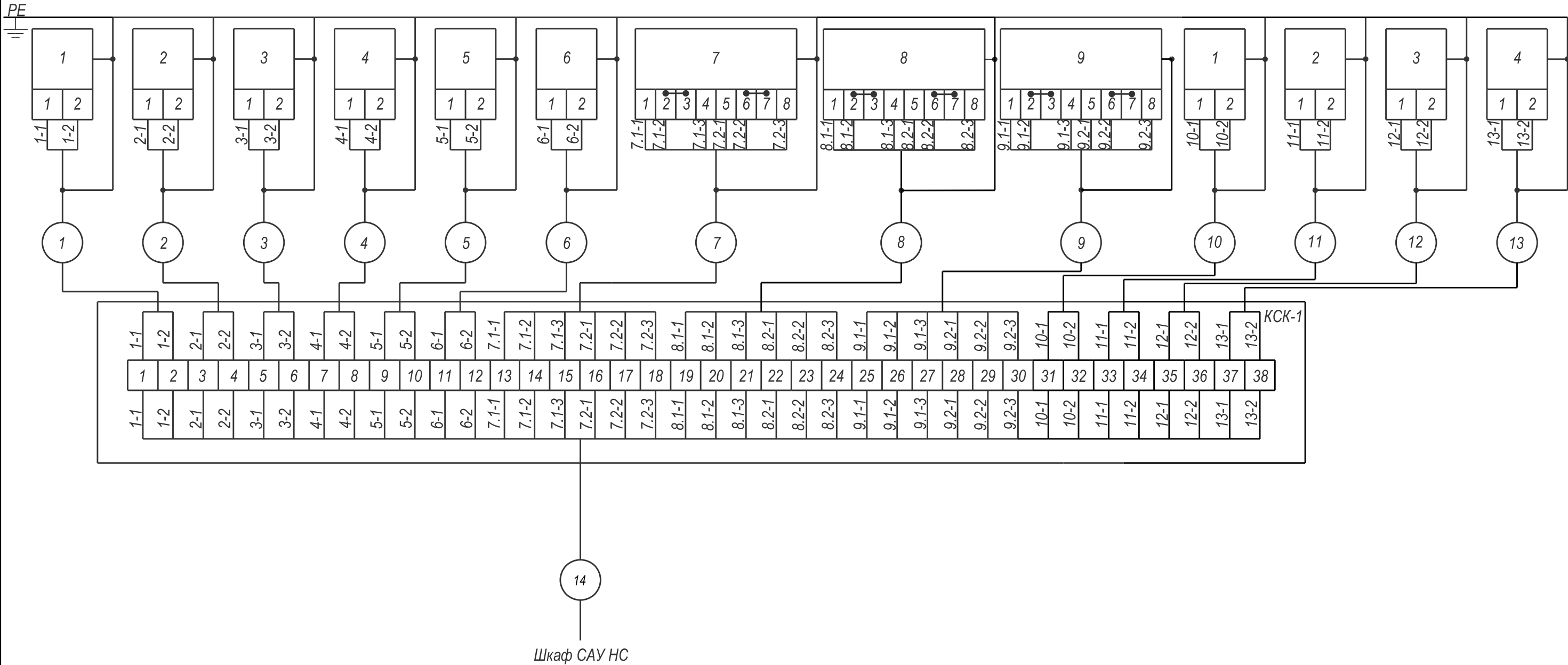


					ФЮРА.452800.002.ЭС.162			
					Функциональная схема	Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		У		1:10
Разраб.		Коновалов Е.А.						
Пров.		Громаков Е.А.						
Т. Контр.						Лист 1	Листов 2	
Н. Контр.						ТПУ	ОАР	
Утв.						Группа	8Т6А	



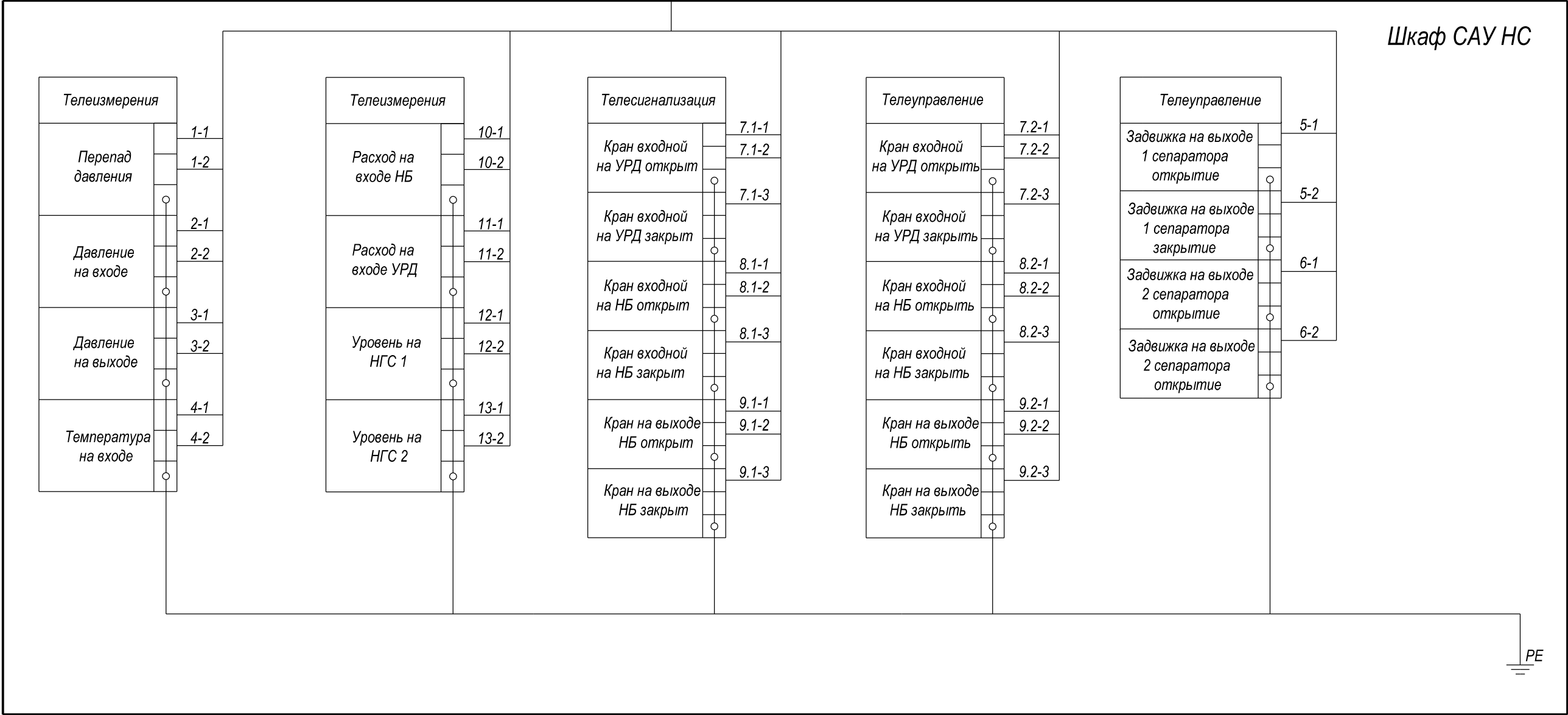
					ФЮРА.425280.003.ЭС.162						
					Функциональная схема	Лит.		Масса		Масштаб	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		У				1:10	
Разраб.		Коновалов Е.А.									
Пров.		Громаков Е.И.									
Т. Контр.						Лист 2		Листов		2	
						ТПУ ОАР					
Н. Контр.						Группа 8Т6А					
Утв.											

Наименование	Перепад давления	Давление		Температура	Задвижка		Кран			Расход			
Место установки	Узел регулирования давления	Вход насосного блока	Выход насосного блока	Вход насосного блока	Выход 1 сепаратора	Выход 2 сепаратора	Вход УРД	Вход НБ	Выход НБ	Вход НБ	Вход УРД	НГС 1	НГС 2
Тип устройства	ЭНИ-100	ЭНИ-100	ЭНИ-100	ДТСХХ5	ЭПУУ-7	ЭПУУ-7	ГЗ-ВА.150КС	ГЗ-ВА.150КС	ГЗ-ВА.150КС	Метран 370	Метран 370	РИЗУР-1300	РИЗУР-1300
Индекс	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13



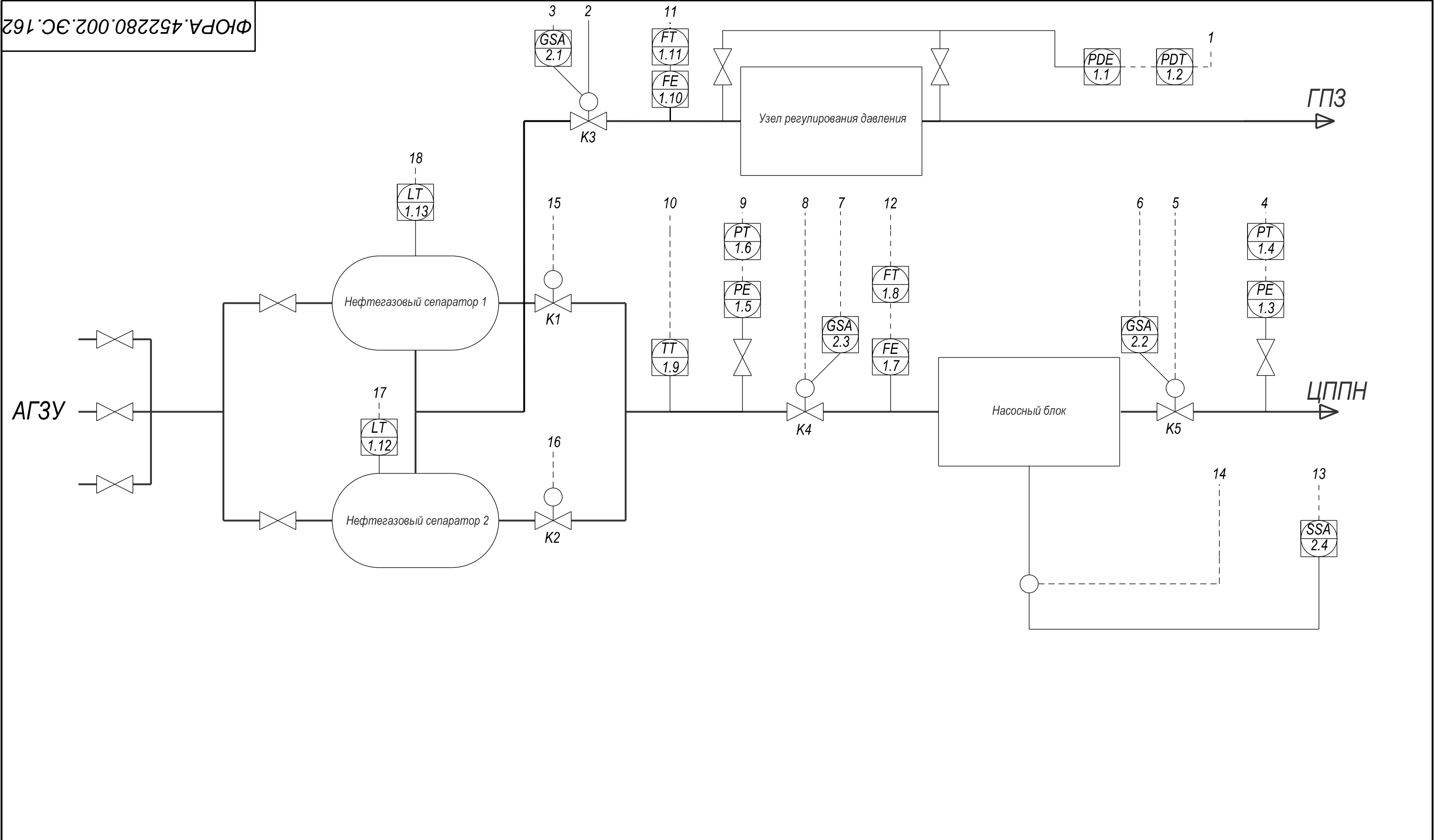
					ФЮРА.425280.004.ЭС.16						
					Схема внешних проводов	Лит.		Масса		Масштаб	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у					
Разраб.		Коновалов Е.А.									
Пров.		Громаков Е.И.									
Т. Контр.											
						Лист 1		Листов 2			
Н. Контр.						ТПУ ОАР					
Утв.						Группа 8Т6А					

Шкаф САУ НС

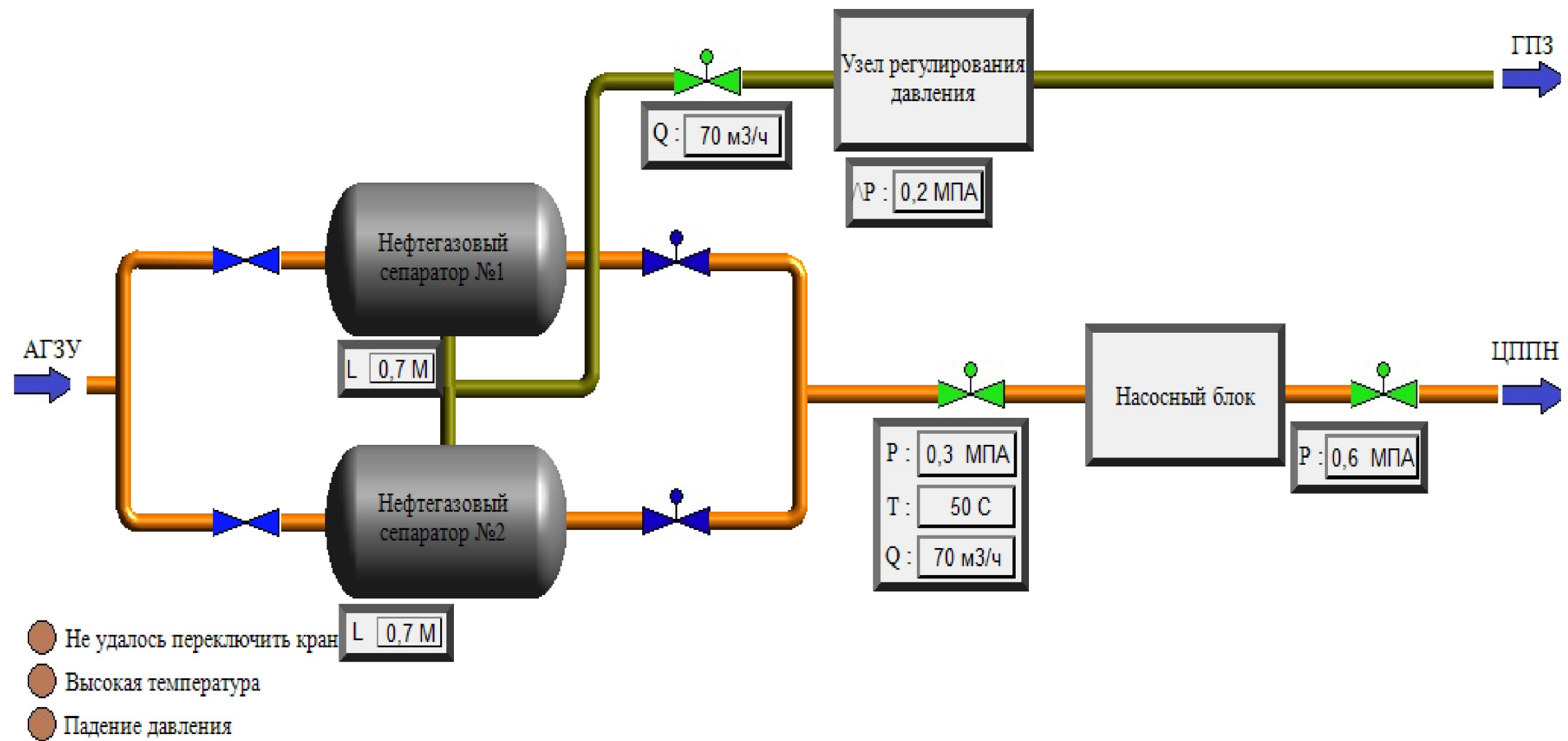


					ФЮРА.425280.005.ЭС.162			
					Схема внешних проводов	Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у		
Разраб.		Коновалов Е.А.						
Пров.		Громаков Е.И.						
Т. Контр.						Лист 2	Листов 2	
Н. Контр.						ТПУ	ОАР	
Утв.						Группа	8Т6А	

ФЮРА.452280.002.ЭС.162



					ФЮРА.452800.002.ЭС.162			
					Функциональная схема ANSI	Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		У		1:10
Разраб.	Коновалов Е.А.							
Пров.	Громаков Е.А.							
Т. Контр.						Лист 1	Листов 2	
Н. Контр.						ТПУ	ОАР	
Утв.						Группа	8Т6А	



					ФЮРА.425280.006.ЭС.162				
					Мнемосхема насосной станции	Лит.		Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у			
Разраб.		Коновалов Е.А.							
Пров.		Громаков Е.И.							
Т. Контр.									
						Лист 1		Листов 1	
Н. Контр.						ТПУ		ОАР	
Утв.						Группа		8Т6А	